РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
•ГАЗПРОМ•
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

А.И. Гриценко
З.С. Алиев
О.М. Ермилов
В.В. Ремизов
Г.А. Зотов

РУКОВОДСТВО ПО ИССЛЕДОВАНИЮ СКВАЖИН

Ответственный редактор
кандидат технических наук
Е.Н. ИВАКИН



МОСКВА "НАУКА" 1995

ББК 33.131
Г 82
УДК 622.279.23(031)+672.323+622.279.5.001.42

Рецензент академик АЕН РФ К.С. БАСНИЕВ

А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов.
Г 82 Руководство по исследованию скважин . – М.: Наука, 1995. – 523 с.
ISBN 5-02-002376-0

В книге рассмотрены техника и технология исследования газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин, методы обработки и интерпретации полученных результатов при стационарных и нестационарных режимах фильтрации с учетом новых разработок по исследованию скважин и в связи с освоением газоконденсато-нефтяных месторождений с высокими пластовыми давлениями и наличием в газе значительного количества кислых компонентов. Большое внимание уделено свойствам газа, нефти, воды и конденсата, режиму эксплуатации скважин и технологиям, позволяющим обеспечить охрану окружающей среды и природных ресурсов, а также качеству определяемых параметров.

Книга представляет интерес для широкого круга специалистов научно-исследовательских институтов, высших учебных заведений и инженерно-технических работников нефтегазовой отрасли.

Табл. 120. Ил. 238. Библиогр.: 56 назв.

Г $\frac{2503010100\text{-}311}{042(02)\text{-}95}$ Без объявления **ББК 33.131**

ISBN 5-02-002376-0

© А.И. Гриценко, З.С. Алиев,
О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов, 1995
© Российская академия наук, 1995

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ 9

ВВЕДЕНИЕ 11

Глава 1

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИССЛЕДОВАНИИ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН 14

1.1. Основные задачи исследования скважин 14
1.2. Подготовка скважины к газогидродинамическим исследованиям 16
1.3. Назначение и периодичность проведения газогидродинамических исследований в газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважинах 18
1.4. Классификация и методы газогидродинамических исследований газовых и газоконденсатных пластов и скважин 24

Глава 2

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ 30

2.1. Состав и основные параметры компонентов природных газов 30
2.2. Критические и приведенные параметры газа 31
2.3. Плотность газа 40
2.4. Коэффициент сверхсжимаемости газов 44
2.5. Вязкость газа 56
2.6. Влагосодержание газа 64
2.7. Теплоемкость газа 71
2.8. Теплопроводность газа 82
2.9. Дросселирование газа. Коэффициент Джоуля–Томсона 87
2.10. Фазовое состояние и основные параметры природных газов 91
2.11. Межфазное поверхностное натяжение 94
2.12. Гидратообразования газов 97
2.12.1. Структура и свойства гидратов 97
2.12.2. Методы определения равновесных давления и температуры гидратообразования 101

Глава 3

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ, ТЕМПЕРАТУРЫ И ДЕБИТА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН 108

3.1. Определение давления на забое остановленных газовых и газоконденсатных скважин 108
3.2. Определение пластового давления глубинными приборами 109
3.3. Определение пластового давления расчетным путем 110
3.3.1. Определение пластового давления по барометрической формуле 110
3.3.2. Определение пластового давления по результатам исследования скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации 114
3.4. Определение забойного давления по барометрической формуле 115
3.5. Определение забойного давления по устьевому давлению фонтанных труб 116
3.6. Определение коэффициента гидравлического сопротивления труб 118
3.7. Определение забойного давления газовых скважин различных конструкций 130
3.7.1. Однорядный лифт с постоянным диаметром 131
3.7.2. Однорядный лифт с переменным диаметром 131
3.7.3. Двухрядный, двухступенчатый лифт 134
3.8. О структуре течения газожидкостных смесей в газовых и газоконденсатных скважинах 137
3.8.1. Дисперсно-кольцевое течение 138
3.8.2. Кольцевое течение 138
3.8.3. Пробково-кольцевое течение 139

3.8.4. Пробковое течение ... 139
3.8.5. Пузырьковое течение ... 139
3.9. Приближенное определение забойного давления с учетом наличия жидкости в потоке газа ... 139
3.10. Определение забойного давления с учетом наличия жидкости в потоке газа при неизотермическом течении ... 142
3.11. Расчеты давления и температуры на ЭВМ стационарного неизотермического движения газоводяных и газоконденсато-нефтяных систем по стволу скважины с учетом фазовых переходов ... 143
3.12. Определение потерь давления в забойном оборудовании ... 145
3.12.1. Потери давления в клапанах-отсекателях ... 146
3.12.2. Определение потерь давления в клапанах-отсекателях зарубежных фирм ... 148
3.13. Температура газовых месторождений. Тепловые свойства горных пород ... 153
3.13.1. Теплофизические свойства мерзлых пород ... 158
3.13.2. Определение распределения температуры в остановленной скважине ... 160
3.13.3. Определение распределения температуры в пласте ... 161
3.13.4. Определение распределения температуры газа в стволе работающей газовой скважины ... 162
3.13.4.1. При отсутствии зоны многолетней мерзлоты ... 162
3.13.4.2. При наличии зоны многолетней мерзлоты ... 164
3.13.5. Определение распределения температуры газа при одновременном движении по трубам и затрубному пространству ... 166
3.13.6. Определение температуры непроницаемых пород в разрезе ствола скважины при движении жидкости и газа ... 167
3.14. Определение расхода газа при критическом течении. Приближенное определение расхода газоконденсатной смеси ... 168

Глава 4

ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН ПРИ СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ ... 175
4.1. Подготовка и проведение исследования скважин при стационарных режимах фильтрации ... 175
4.1.1. Подготовка к исследованию ... 175
4.1.2. Проведение исследования ... 177
4.2. Физическая сущность исследования скважин при стационарных режимах фильтрации газа ... 179
4.3. Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления *a* и *b* ... 186
4.4. Факторы, влияющие на форму индикаторных кривых. Влияние неточности определения пластового и забойного давлений на форму индикаторных кривых ... 189
4.5. Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления по устьевым замерам ... 191
4.6. Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления с учетом изменения свойств газа от давления ... 193
4.7. Влияние изменения емкостных и фильтрационных свойств пласта от давления на форму индикаторных кривых ... 197
4.8. Влияние процессов загрязнения или очищения забоя скважины на форму индикаторной кривой ... 201
4.9. Влияние процессов стабилизации забойных давлений и дебитов на форму индикаторной кривой ... 204
4.10. Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления многопластовых залежей ... 205
4.11. Влияние столба газа и потерь на трение на результаты испытания многопластовой залежи ... 209
4.12. О форме индикаторных кривых, получаемых при исследовании многопластовых залежей с различными пластовыми давлениями ... 210
4.13. Влияние включения новых интервалов в процессе исследования скважины на форму индикаторных кривых ... 213
4.14. Методика исследования скважин в условиях образования гидратов ... 220
4.15. Методика исследования скважин без выпуска газа в атмосферу ... 223
4.16. Методика определения коэффициентов фильтрационного сопротивления по данным эксплуатации скважин ... 226
4.17. Особенности исследования скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой ... 229
4.18. Особенности исследования скважин подземных хранилищ газа ... 230
4.19. Влияние выпадения в призабойной зоне конденсата на коэффициенты фильтрационного сопротивления ... 232
4.20. Исследования скважин с длительной стабилизацией давления и дебита методом установившихся отборов ... 233
4.20.1. Изохронный метод исследования скважин ... 234
4.20.2. Экспресс-метод исследования скважин ... 241
4.20.3. Метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов ... 244
4.21. О возможности использования кривых стабилизации забойного давления и дебита газовых скважин для определения параметров пласта ... 248

Глава 5

ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ 257

5.1. Использование решения уравнения нестационарной фильтрации газа для определения параметров пласта 257
5.2. Технология снятия и обработки КВД 263
5.2.1. Технология снятия КВД 263
5.2.2. Методы обработки КВД 263
5.3. Влияние различных факторов на форму КВД, снятых в газовых скважинах 269
5.4. Учет влияния различных факторов на форму кривых восстановления давления 274
5.4.1. Приток газа к скважине после ее закрытия 274
5.4.2. Учет неизотермичности процесса восстановления давления 279
5.4.3. Учет наличия столба жидкости на забое скважины 282
5.4.4. Учет влияния граничных условий, принятых при решении уравнения нестационарной фильтрации 283
5.4.5. Влияние неоднородности пластов на форму КВД 286
5.4.5.1. Неоднородность по площади 286
5.4.5.2. Обработка КВД, снятой в скважине, расположенной в "полубесконечных" и клиновидных пластах 286
5.4.5.3. Неоднородность по разрезу 290
5.5. Определение параметра анизотропии пласта по КВД 291
5.6. Влияние депрессии на параметры пласта, определяемые по КВД 293
5.7. Метод прослушивания скважин для определения параметров пласта 296
5.8. Использование КВД для определения пластового давления 298
5.9. Оценка эффективности проведения соляно-кислотных обработок в скважинах, вскрывших карбонатные пласты 300

Глава 6

ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОНЕФТЯНЫХ СКВАЖИН 302

6.1. Деформация границы раздела газ–жидкость и ее влияние на форму индикаторных кривых 302
6.2. Экспериментальное исследование влияния прорыва газа на форму индикаторной кривой 306
6.3. Физические свойства пластовых нефтей и вод 306
6.3.1. Свойства нефтей 308
6.3.1.1. Плотность нефти 308
6.3.1.2. Плотность нефти с растворенным в ней газом 309
6.3.2. Молекулярная масса нефтей 310
6.3.3. Вязкость нефти 310
6.3.4. Теплоемкость нефти 313
6.3.5. Теплопроводность нефти 314
6.3.6. Сжимаемость нефти. Объемный коэффициент 314
6.3.7. Растворимость газов в нефти 315
6.3.8. Определение физических свойств пластовых вод 315
6.3.8.1. Плотность пластовых вод 315
6.3.8.2. Вязкость пластовых вод 317
6.3.8.3. Сжимаемость пластовых вод 318
6.3.8.4. Растворимость природных газов в воде 320
6.3.8.5. Тепловое расширение воды 322
6.3.8.6. Объемный коэффициент (фактор) пластовой воды 323
6.3.8.7. Поверхностное натяжение 325
6.3.9. Физические свойства водонефтяных смесей 327
6.4. Техника и технология исследования газонефтяных скважин 329
6.5. Методы обработки результатов исследования газонефтяных скважин при стационарных режимах фильтрации 332
6.6. Методика обработки результатов исследования при фильтрации газированной нефти 332
6.7. Методика обработки результатов исследования газонефтяных скважин, вскрывших трещиновато-пористые пласты при возникновении инерционных сопротивлений 334
6.8. О форме индикаторных кривых, снятых в скважинах, вскрывших газоносный пласт с нефтяной оторочкой 335
6.8.1. Определение дебита нефти из нефтяной оторочки в процессе исследования газовой скважины при малых депрессиях на пласт 335

6.8.2. Приток нефти и газа к скважине при наличии конуса нефти и произвольных депрессиях на пласт 337
6.8.3. О характере индикаторных кривых по нефти и газу при различных заданных формах границы раздела газ–нефть 338
6.8.3.1. Линейный характер изменения границы раздела фаз в призабойной зоне 339
6.8.3.2. Определение дебитов газа и нефти при гиперболическом характере изменения газонасыщенной толщины пласта в результате образования конуса нефти 342
6.8.4. Определение дебитов газа и нефти при вскрытии только нефтеносного интервала газонефтяной залежи 343
6.8.5. Результаты промысловых испытаний скважин, вскрывших газонефтяные пласты 347
6.8.6. Интерпретация результатов исследования при совместном притоке к совершенной скважи не газа и нефти 354
6.8.6.1. Совместный приток газа и нефти к скважине 354
6.8.6.2. Совместный приток газа, нефти и подошвенной воды 355
6.8.6.3. Совместный приток газа и жидкости к скважине при нелинейном законе фильтрации в области газоносности 357
6.8.7. Определение дебита газа и нефти при полном и частичном вскрытии газонефтенасыщенного интервала и гиперболическом характере границы раздела газ–нефть 357

Глава 7

ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ 363

7.1. Методы промысловых исследований на газоконденсатность 363
7.1.1. Установка "Порта-Тест" 364
7.1.2. Установки с использованием промысловых сепараторов 367
7.1.3. Использование контрольного сепаратора УКПГ 367
7.1.4. Малогабаритные установки "Конденсат-2" и "НТ-ПКП-8" 371
7.2. Особенности исследования на газоконденсатность в условиях гидратообразования и коррозии 373
7.3. Особенности исследования на газоконденсатность низкопродуктивных пластов с длительной стабилизацией давления и дебита 374
7.4. Выбор методики промысловых исследований в зависимости от характеристики залежи 374
7.5. Требования к скважине при исследовании на газоконденсатность 375
7.6. Требования к сепарационной установке 376
7.7. Исследование скважин при одноступенчатой сепарации газа 377
7.8. Экспериментальные исследования пластовых газоконденсатных систем на установках фазовых равновесий 378
7.8.1. Исследования, проводимые на установках фазового равновесия 378
7.8.2. Исследования составов пластового газа и сырого конденсата. Определение содержания C_{5+} в них 381
7.8.3. Определение состава пластового газа 383
7.9. Графоаналитические методы определения газоконденсатных характеристик 389
7.10. Приближенный метод определения молекулярной массы конденсата 395
7.11. Определение типа залежи углеводородов 396
7.12. Определение давления начала конденсации $P_{н.к}$ 399
7.12.1. Графический способ определения $P_{н.к}$ 400
7.12.2. Влияние пористой среды на величину $P_{н.к}$ 400
7.13. Характеристика газов дегазации, дебутанизации и сепарации 401
7.14. Характеристика сырого конденсата 401

Глава 8

УСТАНОВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ СКВАЖИН 405

8.1. Деформация пласта в призабойной зоне и ее влияние на режим эксплуатации газовых скважин 407
8.2. Технологический режим эксплуатации скважин в условиях образования песчано-жидкостных пробок 409
8.2.1. Определение дебита скважин при полном и частичном перекрытии пласта песчаной пробкой и столбом жидкости 410
8.2.2. Влияние депрессии на степень загрязнения забоя скважин и условия образования или разрушения пробки 412
8.2.3. Глубина спуска фонтанных труб 414
8.2.4. Влияние высоты и проницаемости песчаной пробки на дебит скважины 417
8.3. Температурный технологический режим работы скважин 417

8.4. Технологический режим эксплуатации газовых скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой ... 419
8.4.1. Гиперболическое изменение толщины изотропного газоносного пласта в результате образования конуса подошвенной воды (нефти) ... 421
8.4.2. Гиперболическое изменение толщины анизотропного газоносного пласта в результате образования конуса подошвенной воды (нефти) ... 422
8.4.3. Учет изменения положения контакта газ–вода в процессе разработки газовых месторождений на безводный дебит ... 424
8.4.4. Возможности увеличения предельного безводного дебита газовых скважин ... 428
8.4.4.1. Увеличение предельного безводного дебита путем отыскания величины оптимального вскрытия газоносного пласта с подошвенной водой ... 428
8.4.4.2. Аналитический способ определения величины оптимального вскрытия пласта ... 429
8.4.4.3. Графоаналитический способ определения величины оптимального вскрытия пласта ... 429
8.4.4.4. Определение величины оптимального вскрытия пласта на стадии проектирования газовых и газоконденсатных месторождений ... 430
8.4.4.5. Изменение величины оптимального вскрытия пласта в процессе разработки залежи ... 431
8.4.4.6. Увеличение предельного безводного дебита газовых скважин путем создания искусственного непроницаемого экрана ... 431
8.5. Технологический режим эксплуатации газовых скважин при наличии в составе газа коррозионно-активных компонентов ... 434
8.5.1. Влияние углекислого газа на процесс коррозии ... 435
8.5.2. Влияние пластовой воды на коррозию ... 436
8.5.3. Влияние сероводорода на процесс коррозии ... 436
8.5.4. Влияние скорости потока на интенсивность коррозии ... 437
8.5.5. Установление технологического режима эксплуатации скважин при наличии в газе коррозионно-активных компонентов ... 438
8.5.6. Влияние атомарной ртути на технологический режим эксплуатации газовых скважин ... 441
8.6. Солянокислотная обработка призабойной зоны газовых скважин ... 444
8.6.1. Глинокислотная обработка ... 445
8.6.2. Виды кислотных обработок ... 446
8.6.2.1. Кислотная ванна ... 446
8.6.2.2. Кислотная обработка ... 446
8.6.2.3. Направленная кислотная обработка ... 446
8.6.2.4. Глинокислотная обработка ... 447
8.6.2.5. Гидрокислотный разрыв пласта ... 447
8.6.3. Выбор и приготовление кислотного раствора ... 447
8.6.3.1. Обоснование объема кислотных растворов ... 447
8.6.3.2. Продолжительность реакции кислоты с породой ... 448
8.6.3.3. Приготовление раствора соляной кислоты ... 448
8.6.3.4. Проведение кислотной обработки ... 448
8.7. Отложение солей при добыче газа ... 449
8.7.1. Предотвращение солеотложений ... 450
8.7.2. Технология ингибирования скважин ... 451
8.7.3. Подбор ингибиторов солеотложений ... 452
8.7.4. Физико-химические свойства ингибиторов солеотложения ... 452
8.8. Изменение технологического режима эксплуатации скважин в процессе разработки ... 453
8.9. Рекомендации по выбору оптимального технологического режима эксплуатации скважин и контроль за режимом ... 459
8.10. Оборудование для контроля за режимом работы скважин в процессе их исследования и эксплуатации ... 462

Глава 9

ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ... 466

9.1. Приборы и аппаратура для измерения давления ... 467
9.1.1. Пружинные манометры ... 467
9.1.2. Дифференциальные манометры ... 469
9.1.3. Глубинные манометры с местной регистрацией давления ... 469
9.2. Приборы и аппаратура для измерения температуры ... 478
9.3. Приборы и аппаратура для измерения дебита ... 480
9.3.1. Измерители расхода при докритическом течении газа ... 481
9.3.2. Измерители расхода при критическом течении газа ... 487
9.3.3. Измерение расхода газа фонтанирующей скважины акустическим способом ... 489

9.4. Дистанционные глубинные приборы и комплексы 491
9.5. Оборудование для спуска глубинных приборов 494
9.6. Установки "Надым" для исследования скважин 499
9.7. Устройство "Режим ПНА-1" 503

ABSTRACT 505

ЛИТЕРАТУРА 506

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
Основные единицы системы СИ 508

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
Перечень программ для определения свойств фазового состояния природных газов, пластового и забойного давлений, параметров пласта, дебитов газа и жидкости, интерпретации КВД и индикаторных кривых, распределения давления и температуры газа и газоконденсатной смеси и технологического режима эксплуатации скважин 520

ПРЕДИСЛОВИЕ

За последние годы было выполнено большое количество работ по теоретическим, технологическим и техническим аспектам исследования газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин, а также по определению параметров пластов, насыщающих их жидкостей и газов, используемых при подсчете запасов газа, конденсата и нефти, проектировании и анализе разработки месторождений, их обустройстве, промысловой и заводской подготовке газа. Открытие новых газоконденсатных, сероводородсодержащих и газоконденсато-нефтяных месторождений на больших глубинах, эксплуатация скважин на некоторых из них при больших депрессиях, а также ввод в разработку высокопроизводительных скважин месторождений севера Тюменской области, эксплуатируемых и исследуемых при депрессиях, равных по величине классу точности используемых манометров, обусловили необходимость дополнить имеющийся пробел новыми разработками и положениями, учитывающими особенности этих месторождений.

Были проанализированы публикации в журналах АН Российской Федерации, АН Республики Азербайджан, отраслевые журналы по геологии нефти и газа ("Нефтяное хозяйство", "Газовая промышленность"); обзорные, реферативные и научно-технические информации в области разработки и добычи нефти, газа и конденсата; сборники ВНИИЭгазпрома, ВНИИОЭНГа; труды ведущих нефтегазовых институтов, нефтегазовых вузов, монографии и диссертации, в которых прямо или косвенно затронуты вопросы исследования газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений, выполненных после издания [24] и публикаций в зарубежных странах по исследованию скважин.

Авторы настоящей книги при использовании этих материалов исходили из того, что имеющейся инструкцией пользуются широкий круг читателей в полевых партиях и экспедициях, ЦНИПРах, ЦНИЛах, студенты вузов нефтегазового профиля, научные сотрудники научно-исследовательских институтов министерств геологии, нефтедобывающей и газовой промышленности, которые и решают при этом задачи различной степени сложности и точности.

Поэтому авторы сочли целесообразным изложить наиболее простые, но достаточно точные методы определения искомых параметров в интервале изменений давлений, температур, составов и других данных, встречаемых на известных к настоящему времени месторождениях. При этом предложены аналитический, графический или экспериментальный способы определения тех или иных параметров. Авторы считают, что точность предлагаемых методов в основном намного выше точности тех процессов, при расчетах которых используются параметры, определяемые по рекомендуемым в работе способам. Для тех исследователей, которым необходимы более глубокие знания и более высокие точности, в конце книги приводится список рекомендуемых литературных источников.

В книге учтены научно-технические достижения в области исследования газовых, газоконденсатных и газонефтяных пластов и скважин в диапазоне изменения давлений 0–80 МПа, температур 223–423 К, содержания конденсата до $1500 \cdot 10^{-6}$ м^3/м^3, наличия кислых компонентов H_2S, CO_2, N_2 и др. до 65 об.%. В тех случаях, когда перечисленные диапазоны по давлению, температуре и составу газа не охвачены, это означает, что в литературе таких сведений пока не существует.

Практически основная часть рекомендуемых методик по интерпретации результатов исследования получена для однопластовых изотропных пластов (таковы научные разработки и предлагаемые методы), хотя на практике такие пласты отсутствуют. Учет неоднородности залежи по разрезу и радиусу существенно осложняет методику обработки полученных результатов, и в настоящее время нет приемлемых точных и простых формул для обработки результатов исследования скважин, вскрывших неоднородные многопластовые залежи без применения ЭВМ. Отсутствуют также простые методы обработки результатов исследования с учетом фазовых переходов в пористой среде. Поэтому в разделах по определению параметров пористой среды и насыщающих ее газов и жидкостей предложены методы, недоступные в промысловых (полевых) условиях. В конце книги в Приложении 2 приведен перечень программ по определению давления, температуры, состава газа, параметров пласта и т.д. с учетом неизотермичности процесса фильтрации, фазовых переходов, нарушения границ раздела фаз и других особенностей газогидродинамических и газоконденсатных исследований.

В написании глав 1, 4 и 8 и в оформлении рукописи участвовали С.А. Андреев и С.М. Тверковкин; раздел 2.12 написан совместно с Р.М. Мусаевым, разделы 5.3, 5.4 и 5.7 – с Л.Г. Кульпиным, 5.4 и 5.5 – с П.Г. Цыбульским, 7.1, 7.4 и 7.8 – с В.В. Юшкиным и Ю.М. Корчажкиным, 7.1 и 7.8 – с Д.З. Сагитовой, 7.9, 7.10 и 7.12 – с Т.Д. Островской, 7.11 – с С.Л. Критской, 9.6 – с М.М. Середой, разделы 3.13.4 и 3.13.5 — с М.И. Кременецким.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время исследование газовых и газоконденсатных скважин и обработка полученных результатов осуществляются в сответствии с действующей инструкцией [24], изданной в 1980 г. За истекшие 10 лет были разработаны новые методы, создана новая техника и технология по исследованию скважин, вскрывших газовые, газоконденсатные и газонефтяные залежи; существенно увеличились диапазоны изменения давления и температуры месторождений; изменились составы добываемой продукции; повысились требования к объему и качеству исходных данных, используемых при применении ЭВМ; осваиваются маломощные газоконденсато-нефтяные месторождения, при вскрытии которых в большинстве случаев происходит одновременный приток к скважине газа и жидкости, методика исследования которых разработана только за последние годы. К весьма существенным недостаткам [24] относится отсутствие информации о физических свойствах газа при давлении до 80 МПа, свойствах нефти и воды, используемых при обработке результатов исследования обводнившихся газовых и газоконденсатных, а также газонефтяных скважин. Значительное число обводнившихся скважин на газовых месторождениях приводит к необходимости изучать влияние отложения солей на определяемые параметры по результатам их исследования; уметь оценивать качество и количество поступающей воды с учетом межфазных явлений на границах фаз газ–нефть–вода.

В предлагаемой вниманию читателей книге обоснованы цели, задачи и классификация исследований, их периодичность в соответствии с "Правилами разработки газовых и газоконденсатных месторождений". Приведены требования к исследуемой скважине при газогидродинамических, газоконденсатных и специальных исследованиях.

Изложены методы определения физических и термодинамических свойств газа, нефти, конденсата и воды. Причем в большинстве случаев предложено несколько методов для определения различных параметров, выбор которых зависит от требуемой точности искомого параметра. Большинство этих методов сопровождено примерами и вспомогательными таблицами и графиками, что обеспечивает обработку результатов исследования без дополнительных источников информации. Если в книге отсутствуют какие-либо параметры газа или жидкости для высоких давлений и температур, это означает, что в мировой литературе нет соответствующей информации, приемлемой по простоте, надежности и точности.

Особое внимание уделено определению забойного давления в газоконденсатных и газонефтяных скважинах. Кроме приближенных методов, приведены информации о программах расчета, учитывающие фазовые переходы и структуру газоконденсатного потока в стволе скважин. Отдельно рассмотрены способы определения коэффициента гидравлического сопротивления труб для газожидкостных систем в зависимости от величины газового фактора. Приведен обширный материал по определению распределения температуры по стволу скважин без учета и с учетом наличия зоны многолетней мерзлоты при движении газа по фонтанным трубам и затрубному пространству. Эти методы снабжены необходимым табличным и графическим материалом о теплофизических свойствах горных пород при наличии и отсутствии мерзлоты.

Существенно расширен объем и улучшено качество интерпретаций результатов исследования при стационарных режимах фильтрации. Расшифрованы формы индика-

торных кривых с учетом изменения вязкости и сверхсжимаемости газа, проницаемости, макрошероховатости и толщины газоотдающих интервалов от давления в процессе исследования. Показано влияние на форму индикаторных кривых недовосстановления давления между режимами исследования и недостабилизаций давления и дебита на режимах; загрязнения или очищения забоя при исследовании; многопластовости и т.д. Рассмотрены возможности замены метода установившихся отборов на менее трудоемкие и ресурсосберегающие способы определения коэффициентов фильтрационного сопротивления. При изложении материалов исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации весьма кратко даны газогидродинамические основы этого метода. Детально проанализированы формы КВД, и на базе этого анализа дана расшифровка кривых восстановления давления. Показана возможность использования кривых реагирования скважин при кустовом их размещении для определения параметров пласта.

Приведены интерпретации результатов исследования газонефтяных скважин. Рассмотрены формы индикаторных кривых по нефти и газу при образовании конуса нефти или воды в случае вскрытия только газонасыщенного интервала, прорыва газа только через перфорированный нефтенасыщенный интервал или при полном вскрытии газонефтенасыщенного и газонефтеводонасыщенного интервалов. При этом предложены достаточно простые, приближенные аналитические методы, а также точные численные решения поставленной задачи. Указывается на хорошее совпадение зависимостей между перепадом давления и дебитами газа и нефти, полученное экспериментальным и расчетным путем.

Изложены методы определения газоконденсатной характеристики залежи, даны описания существующих в настоящее время промышленных и малогабаритных установок для исследования на газоконденсатность. Показаны возможности использования установок комплексной подготовки газа на промысле для определения газоконденсатных характеристик залежи. При оценке газоконденсатной характеристики месторождений, в продукции которых имеются кислые компоненты, описаны условия заводской переработки газа и приведена методика расчета состава пластовой смеси с использованием ЭВМ. Программа расчета на языке Фортран приведена в Приложении 2. С учетом имеющихся больших трудностей в получении данных о газоконденсатной характеристике месторождений в книге рекомендованы приближенные, но в достаточной степени точные и простые расчетные методы определения коэффициентов извлечения конденсата, молекулярной массы, плотности, коэффициента усадки и других параметров конденсата газоконденсатных месторождений. Эти методы обеспечены необходимыми номограммами и расчетными формулами.

В главе по приборам и аппаратам для измерения давления, температуры и расхода газа, а также других параметров потока учтены новые разработки, приведены описания оборудований, пригодных в условиях сильной коррозии и выноса песка из скважины. Изложены расчетные методы и рекомендации по обоснованию режима эксплуатации газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин в условиях разрушения призабойной зоны, образования песчано-жидкостной пробки, кристаллогидратов, обводнения скважин подошвенной водой и коррозии скважинного оборудования.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АВПД – анамально высокое пластовое давление
ГПЗ – газоперерабатывающий завод
ДИКТ – диафрагменный измеритель критического течения
ДСС – дифманометр сильфонный, самопишущий
ДЭА – диэтаноламин
ДЭГ – диэтиленгликоль
КВД – кривая восстановления давления

КС – компрессорная станция
МГН – манометр глубинный нормального ряда
НТ–ПКП – прибор для определения изобарической конденсации природного газа
НТС – низкотемпературная сепарация
ПХГ – подземное хранилище газа
СКО – соляно-кислотная обработка
ТТР – прибор для определения температуры точки росы
ТЭГ – триэтиленгликоль
УГК – установка газокоденсатная
УКПГ – установка комплексной подготовки газа
УФР – установка фазового равновесия
ЭГ – этиленгликоль

Глава 1

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИССЛЕДОВАНИИ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

1.1. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Исследования газовых пластов и скважин включают комплекс взаимосвязанных методов, различающихся теоретической основой, технологией и техникой исполнения. По данным этих исследований определяют следующие параметры.

1. Геометрические характеристики залежи, в частности общие размеры газоносного резервуара, изменение общей и эффективной мощности пласта по площади и разрезу, границы газоносной залежи, размеры экранов и непроницаемых включений, положение газоводяного (газонефтяного) контакта и его изменение в процессе разработки.

2. Коллекторские и фильтрационные свойства пласта (пористость, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, сжимаемость пласта, газонасыщенность, пластовые, забойные и устьевые давления и температуры), их изменение по площади и разрезу пласта, а также по стволу газовой скважины.

3. Физико-химические свойства газа и жидкостей (вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости, влажность газа), условия образования гидратов и их изменение в процессе разработки залежи.

4. Гидродинамические и термодинамические условия в стволе скважины в процессе эксплуатации.

5. Изменение фазовых состояний при движении газа в пласте, стволе скважины и по наземным сооружениям в процессе разработки залежи.

6. Условия скопления и выноса жидкости и твердых примесей из забоя скважины, эффективность их отделения.

7. Условия процесса коррозии, степень и характер его изменения при исследовании и эксплуатации скважины, в продукции которых содержатся коррозионно-активные компоненты.

8. Технологический режим работы скважин при наличии различных факторов, таких, как возможность разрушения призабойной зоны пласта, наличие подошвенной воды, влияние температуры продуктивного пласта и окружающей ствол скважины среды, многопластовость и неоднородность залежи, наличие агрессивных компонентов в добываемой продукции, конструкция и свойства применяемого оборудования скважин и наземных коммуникаций и др.

Для изучения перечисленных параметров применяются газогидродинамические, геофизические и лабораторные методы исследования. При комплексном использовании эти методы дополняют друг друга и позволяют получить наиболее достоверные сведения и выяснить связь между отдельными параметрами и факторами, влияющими на них.

Лабораторные методы исследования сводятся в основном к изучению физико-химических свойств газосодержащих объектов и находящихся в них газа и жидкости. Условия определения параметров пласта, например пористости, проницаемости, газонасыщенности, по небольшим образцам в лаборатории в большинстве случаев существенно отличаются от определения этих параметров в естественных условиях, носят точечный характер, и их трудно распространить на все месторождение.

Параметры, определяемые геофизическими методами, также характеризуют участок, непосредственно примыкающий к стволу скважин. В необсаженных скважинах с

помощью геофизических методов выделяют газонасыщенные интервалы, кровлю и подошву пласта, определяют пористость, газонасыщенность, эффективную мощность, положение контакта газ–вода и др. Эти же параметры определяются ядерно-геофизическими методами в обсаженных скважинах в процессе разработки. Одно из существенных достижений промыслово-геофизических методов исследований – широко применяемые в настоящее время дебитометрия и термометрия, с помощью которых в эксплуатационных газовых скважинах под давлением выделяют работающие интервалы, определяют дебиты отдельных пропластков, коэффициенты фильтрационного сопротивленя, проницаемость, пьезопроводность и др.

К газогидродинамическим методам исследования скважин относятся снятие КВД после остановки, снятие кривых стабилизации давления и дебита при пуске скважины в работу на конкретном режиме (с определенным диаметром шайбы, штуцера, диафрагмы) и снятие индикаторной кривой, отражающей зависимость между забойным давлением и дебитом при работе скважины на различных режимах.

Независимо от процесса, происходящего в скважине, мы получаем информацию. В частности, если скважина простаивает длительное время, то в большинстве случаев определяется пластовое давление, величина которого используется при обработке результатов исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации. Если скважина только что остановлена, то снимается КВД, по которой определяются параметры пласта. Если скважина только что пущена в работу, то снимаются кривые стабилизации давления и дебита, также позволяющие определить параметры пласта. Если скважина эксплуатируется на определенном режиме, то данные этого режима можно использовать при гидродинамическом исследовании. Так, например, дебит скважины и продолжительность работы ее с данным дебитом используются при обработке КВД. Если предстоит снятие индикаторной кривой, то режим, на котором работала скважина перед снятием индикаторной кривой, можно использовать как один из предполагаемых при стационарном методе исследования или как режим со стабилизированной характеристикой при применении ускоренных методов исследования скважин.

Отметим, что, помимо основных параметрв, полезно измерять межколонные давления и их изменение в зависимости от процесса, проходящего в скважине. Такие исследования позволяют изучить межколонные перетоки газа, герметичность скважины и возможность перетока газа в вышележащие пласты. Таким образом, при любом состоянии газовой скважины можно получить определенную информацию, используемую в дальнейшем при определении тех или иных параметров пласта и скважины. Поэтому весь процесс исследования скважины должен фиксироваться во времени.

Методы получения информации о пласте и скважине условно можно разделить на две группы.

1. Прямые методы, изучающие непосредственно образцы породы и продукцию, получаемую из скважины. К прямым методам определения параметров пористой среды и получаемой продукции относятся изучения свойств керна и физико-химических свойств газа и пластовой жидкости в лабораторных условиях. К числу прямых вспомогательных методов относятся также кавернометрия, газовый каротаж и изучение шлама, получаемого в процессе бурения продуктивного разреза.

2. Косвенные методы, изучающие физические свойства пласта и получаемой продукции с помощью установления связи этих свойств с другими параметрами, которые измеряются различными методами – геофизическими, термометрическими, газогидродинамическими.

Комплексное использование этих методов позволяет качественно и надежно определить исходные параметры, необходимые при подсчете запасов, проектировании разработки залежи и установлении оптимального технологического режима работы газовых скважин.

1.2. ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ К ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ

Подготовка газовой скважины к газогидродинамическим исследованиям обусловливается следующим.

1. Назначение исследования (первичное, текущее, специальное) и объем требуемой информации.

2. Геологические особенности залежи и характеристика пористой среды и получаемой продукции, т.е. наличие значительного количества влаги (конденсационной воды, конденсата, фильтрата) и агрессивных компонентов в составе газа, возможность разрушения призабойной зоны, образование гидратов в стволе скважины в процессе испытания, подтягивание конуса подошвенной воды.

3. Конструкция скважины и применяемых глубинных приборов.

4. Степень освоения месторождения, т.е. наличие наземных коммуникаций по сбору и осушке газа, факторы, ограничивающие давление, температуру и дебит скважины в процессе испытания, и др.

Перед испытанием скважины, вышедшей из бурения, необходимо освоить ее, не допуская при этом образования на забое песчано-глинистой пробки. В условиях возможного разрушения пласта и подтягивания конуса подошвенной воды не допускается создание больших депрессий на пласт. В зависимости от ожидаемого дебита необходимо выбрать такую конструкцию фонтанных труб, при которой обеспечивается вынос потоком газа твердых и жидких примесей из забоя скважины. Соблюдая названные условия, продувку скважины следует осуществлять многоцикловым методом, который заключается в следующем: сначала устанавливают шайбу (штуцер) небольшого диаметра; постепенно увеличивая диаметр шайбы, снимают 4–5 точек; затем диаметр шайбы уменьшают до начального, установленного при прямом ходе, и снимают при этом также 4–5 точек в обратном порядке. Как правило, в процессе продувки делают 2–3 цикла, затрачивая на каждый режим 30–40 мин.

В процессе продувки осуществляется контроль за выносом примесей в потоке газа с помощью сепарационных установок. Многоцикловый метод освоения и продувки скважины позволяет наиболее эффективно очистить призабойную зону и определить степень ее очистки по полученным кривым путем сравнения последнего цикла с окончанием предыдущего процесса очистки забоя, если нет других причин (например, приобщение новых интервалов), влияющих на продуктивность скважины. Последнее проверяется в результате исследований глубинным дебитомером, шумомером, термометром и т.д. Оборудование устья скважины для проведения газогидродинамических исследований в зависимости от стадии освоения месторождения, цели, назначения и характеристики залежи проводится в основном по двум схемам (рис. 1, 2).

Устье скважины, не подключенной к промысловому газосборному пункту, перед газогидродинамическим исследованием оборудуется лубрикатором, образцовыми манометрами, сепаратором, измерителем расхода, термометрами и выкидной линией для факела. В зависимости от намеченной программы возможны некоторые изменения отдельных узлов указанной схемы. В частности, если предполагается проведение глубинной дебитометрии или измерение забойного давления и температуры приборами с дистанционной регистрацией, то вместо обычного лубрикатора устанавливается лубрикатор для спуска приборов на кабеле. При этом машина с лебедкой заменяется одной из имеющихся геофизических каротажных станций АКС-64, АПЛ-64, АКСЛ-7. Если в добываемом газе не ожидается значительного количества влаги и нет необходимости спуска глубинных приборов, то забойное и пластовое давления можно определить по устьевым замерам расчетным путем, и тогда нет необходимости оборудовать устье скважины лубрикатором. Как правило, названный случай на практике встречается на неглубоких газовых месторождениях небольшой мощности при отсутствии подошвенной воды и условий образования жидкостной или песчаной

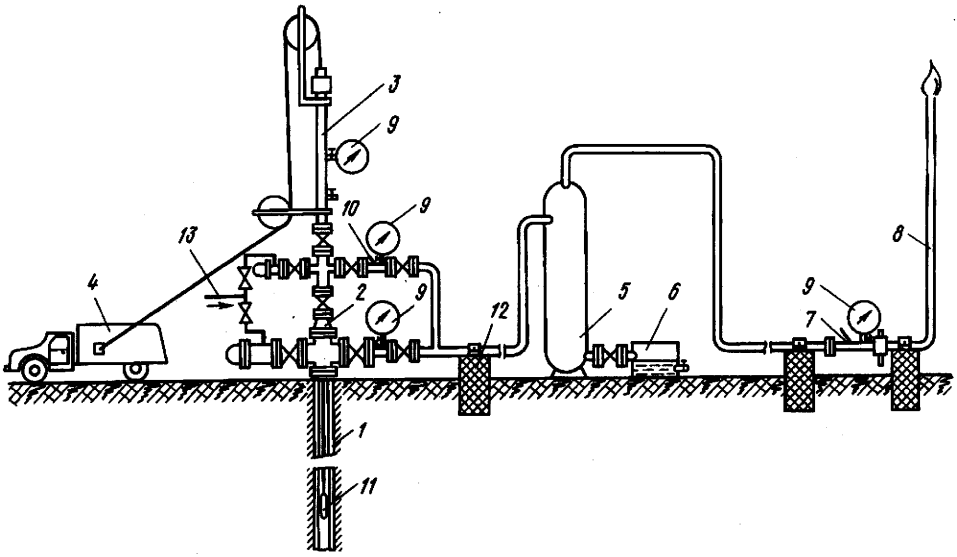


Рис. 1. Оборудование устья скважины, не подключенной к установке под подготовке газа

1 – скважина; *2* – фонтанная арматура; *3* – лубрикатор; *4* – лебедка; *5* – сепаратор; *6* – емкость для замера жидкости; *7* – ДИКТ; *8* – факельная линия; *9* – манометры; *10* – термометр; *11* – глубинный прибор; *12* – крепление выкидной линии; *13* – линия ввода ингибитора

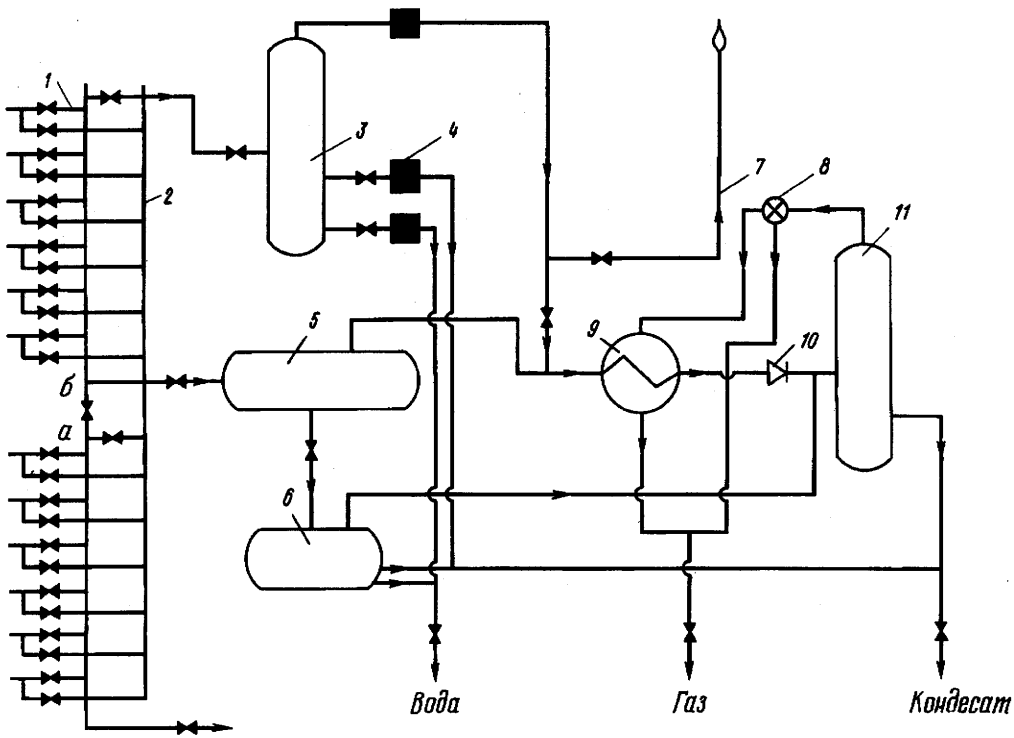


Рис. 2. Оборудование устья скважин, подключенных к установке по подготовке газа

1 – блок входных линий; *2* – линия контрольных замеров; *3* – контрольный сепаратор; *4* – узел замеров; *5* – сепаратор I ступени; *6* – разделительная емкость; *7* – факельная линия; *8* – регулятор теплового режима; *9* – теплообменник; *10* – регулируемый штуцер; *11* – сепаратор II ступени; *а* и *б* – задвижки

пробки, при незначительном содержании тяжелых компонентов в составе пластового газа и т.д.

Наиболее распространенная схема обвязки устья скважин, подключенных к промысловому газосборному пункту, предусматривает индивидуальное испытание каждой из них. Такая схема требует оборудования устья скважины лишь лубрикатором, образцовыми манометрами, термометрами и подключения исследуемой скважины к линии испытания. Дебит газа определяется по данным расходомера, установленного на линии испытания. Для проведения намеченного исследования вход в общий коллектор закрывается задвижкой *а* и на линии испытания *2* открывается задвижка *б* (см. рис. 2). На обустроенных и введенных в разработку месторождениях необходимость подачи ингибитора в скважину предусматривается проектом разработки. Большинство газогидродинамических и комплексных (с промыслово-геофизическими) исследований проводится в скважинах, подключенных к промысловому газосборному пункту. Основное преимущество испытания подключенных скважин – возможность проведения исследовательских работ без выпуска газа в атмосферу.

Однако при исследовании с выпуском газа в газопровод разница между пластовым и устьевым (после сепаратора) давлениями должна компенсировать потери давления при движении газа в пласте до забоя; по стволу скважины, а также потери в сепараторе на всех 5–6 режимах, предусмотренных методикой исследований. В некоторых случаях, т.е. когда скважины вскрывают пласты с низким давлением и практически на всех месторождениях на завершающей стадии их разработки, исследования с выпуском газа в газопровод встречают определенные трудности. Это связано с тем, что небольшая разница между давлением в газопроводе и устьевым давлением после сепаратора ограничивает число режимов исследования. С целью обеспечения достаточного диапазона изменения устьевого давления на общей схеме оборудования скважины, подключенной к газосборному пункту, предусмотрена факельная линия для проведения части исследований с выпуском газа в атмосферу.

1.3. НАЗНАЧЕНИЕ И ПЕРИОДИЧНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

В условиях научно-технического прогресса и применения современных электронно-вычислительных машин резко возрастают требования к объему и качеству исходной информации, используемой при прогнозировании основных показателей разработки газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений. Такая информация накапливается:

– путем изучения литолого-стратиграфического разреза по шламу, керну, образцам, отобранным боковым грунтоносом;

– комплексом геолого-геофизических исследований по выявлению в разрезе продуктивных горизонтов, определению толщины, пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности коллектора, положения контакта газ–вода (газ–нефть–вода);

– газоконденсатными исследованиями по изучению состава пластовой смеси, фазового состояния смеси, потерь конденсата в пласте, условий сепарации на установках комплексной подготовки газа;

– газогидродинамическими исследованиями по изучению наряду с геофизическими исследованиями и лабораторным изучением образцов керна параметров пласта, их продуктивности, эксплуатационных характеристик скважин, запасов залежи, связи всей газонефтеводонасыщенной системы и других параметров.

Каждый из перечисленных способов получения исходной информации связан с затратами времени, сил и средств. Поэтому в получении всеобъемлющей и качествен-

ной информации различные организации заинтересованы не в одинаковой степени.

Наиболее заинтересованной и требовательной к объему и качеству информации организацией является Государственный комитет по запасам природных ресурсов (ГКЗ). ГКЗ РФ требует от Комитета по геологии России проведения всего цикла геологических, геофизических, газоконденсатных, газогидродинамических и лабораторных исследований, при выполнении которых существенно повышается достоверность запасов газа, конденсата и нефти (при наличии нефтяной оторочки). Качество этой информации зависит от объема проведенных исследований, числа разведочных скважин, однородности залежи и выбора методов интерпретации полученных результатов. Естественно, что, чем больше число исследованных разведочных скважин и объектов, тем больше объем информации о залежи. Однако число разведочных скважин и объем исследований не могут бесконечно расти ради повышения точности принимаемых запасов на несколько процентов. Существует некоторое оптимальное число разведочных скважин для повышения величины и категорийности запасов газа и конденсата, выше которого бурение разведочных скважин приводит к снижению эффективности поисково-разведочных работ на газ, а также удлиняет сроки между открытием месторождений и вводом их в промышленную разработку.

Получив от ГКЗ РФ материалы по запасам газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений, проектные отраслевые институты РАО "Газпром" приступают к составлению технологической схемы опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) месторождения. Сама по себе стадия опытно-промышленной эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений обусловлена ограниченным объемом информации о месторождении, низкой степенью достоверности множества параметров, принятых при подсчете запасов газа, нефти и конденсата. ГКЗ РФ, как правило, в таких случаях справедливо снижает категорийность запасов газа, но в своих решениях разрешает ввод месторождения в разработку. Проектировщики при составлении проекта ОПЭ должны совмещать задачу уточнения запасов газа, окончания разведочных работ и получения устойчивых характеристик отдельных параметров пласта, скважины, пластовых флюидов и промысловых сооружений по сбору и подготовке газа. Поэтому вполне естественно, что проектные и научно-исследовательские институты, составляющие проекты разработки залежи и обустройства промысла, в не меньшей степени заинтересованы в получении в достаточном количестве и высокого качества информации, чем ГКЗ РФ. От принятых исходных данных зависят достоверность проектных показателей разработки и дальнейшее их совпадение или существенные отклонения от фактических данных.

Научно-исследовательские институты и проектные организации всегда стремятся получить информацию о работе пласта, призабойной зоны, ствола скважины, забойных и устьевых оборудований, шлейфов, коллекторов, установок по осушке и отбензиниванию, регенерации, сепараторов, теплообменников, холодильных агрегатов, разделителей и других коммуникаций. Эта информация должна быть получена геологической и технической службам производственных объединений по добыче газа и сопутствующих компонентов в соответствии с третьим разделом проектов ОПЭ, разработки и обустройства промыслов – разделом, посвященным программе исследовательских работ на месторождении в процессе разработки.

На практике возможность получения необходимой информации, согласно программе исследовательских работ, предусмотренных проектом, существенно отличается от реальных условий. Эти условия связаны с несвоевременными вводами скважин, линий обвязки, установок по подготовке, с низкой производительностью отдельных скважин и со многими другими причинами. Учитывая, что план по добыче газа, конденсата и нефти не привязан к объективным и субъективным причинам несвоевременного ввода в эксплуатацию отдельных звеньев системы пласт–газопровод, приходится сокращать объемы исследовательских работ в действующих скважинах и установках по сбору и

подготовке газа ради выполнения плана по добыче. Следовательно, по объективным причинам работники производственных объединений становятся противниками проведения исследовательских работ, выбирая меньшее из двух зол, по принципу "лучше выполнить план, чем провести исследования".

Согласно "Правилам разработки газовых и газоконденсатных месторождений", Госгортехнадзор является организацией, требующей выполнения всего объема исследований, предусмотренных в "Правилах...". В то же время Госгортехнадзор требует соблюдения и массы других обоснованных, а также некоторых устаревших правил при выполнении тех или иных исследовательских работ. Это прежде всего касается обеспечения различных исследований соответствующими приборами. Так, например, отсутствие серийного производства передвижных установок по исследованию скважин, отсутствие возможности исследования скважин в газопровод в большом диапазоне изменений дебита, отсутствие точных наземных и глубинных измерительных приборов и оборудования для проведения измерений и регистрации этих параметров не позволяют выполнять необходимые исследования. Если промысловики выполняют эти работы, нарушая при этом некоторые требования Госгортехнадзора, то представители Госгортехнадзора запрещают проведение исследований. Эта парадоксальная ситуация продолжает существовать и поныне, и каких-либо заметных сдвигов в увязке требований к объему исследований и материальному обеспечению этих исследований пока не наблюдается.

В этих условиях особая роль принадлежит научным исследованиям, направленным на разработку таких методов, с помощью которых можно получить необходимую информацию с наименьшими затратами сил и средств на испытания. Анализ работ, выполненных производственными объединениями по освоению и исследованию скважин после выхода их из бурения, проведение ремонтно-профилактических и интенсификационных работ показывают, что среднегодовые зарегистрированные потери газа за последние 10 лет колеблются от $1{,}1 \cdot 10^9$ до $2{,}5 \cdot 10^9$ м^3 газа. Эти потери, отнесенные к годовой добыче газа в стране, составляют 0,2–0,3%. Выпуск газа при освоении и испытании скважин в атмосферу противоречит энергосберегающей политике государства и загрязняет окружающую среду. Необходимость охраны окружающей среды и природных ресурсов, выполнения плана добычи газа и конденсата при несвоевременном вводе скважин, линий обвязки, установок комплексной подготовки газа и других промысловых сооружений, отсутствие нужных исследовательских контрольно-измерительных приборов, аппаратуры требуют создания такого комплекса газогидродинамических исследований, который позволил бы получить необходимую информацию с учетом перечисленных выше факторов.

Схематично эта возможность показана на рис. 3. Как видно из рисунка, основная цель может быть достигнута на любом месторождении независимо от его геолого-промысловой характеристики. Только необходимо в зависимости от стадии освоенности месторождения и продуктивной характеристики пластов выбрать наиболее приемлемый комплекс исследований с минимальными сроками испытания и преимущественно без выпуска газа в атмосферу. Выбор оптимального комплекса исследований для каждого месторождения зависит от состояния обвязки скважин, наличия стенда испытания на установках по комплексной подготовке газа, продолжительности процессов стабилизации и восстановления давления, поставленной задачи, т.е. от того, что требуется определить и с какой точностью эти параметры нужны, от того, происходит ли эксплуатация скважин, или скважина разведочная и месторождение еще не разрабатывается, и от многих других факторов.

Если скважина находится на разведочной площади и не введена в эксплуатацию, то возможности испытания в газопровод и использование данных эксплуатации отпадают. При этом нужно обратить внимание на продолжительность процессов стабилизации давления и дебита скважины, восстановления забойного давления. Если скважина вскрывает пласты с длительной стабилизацией давления и дебита, то следует

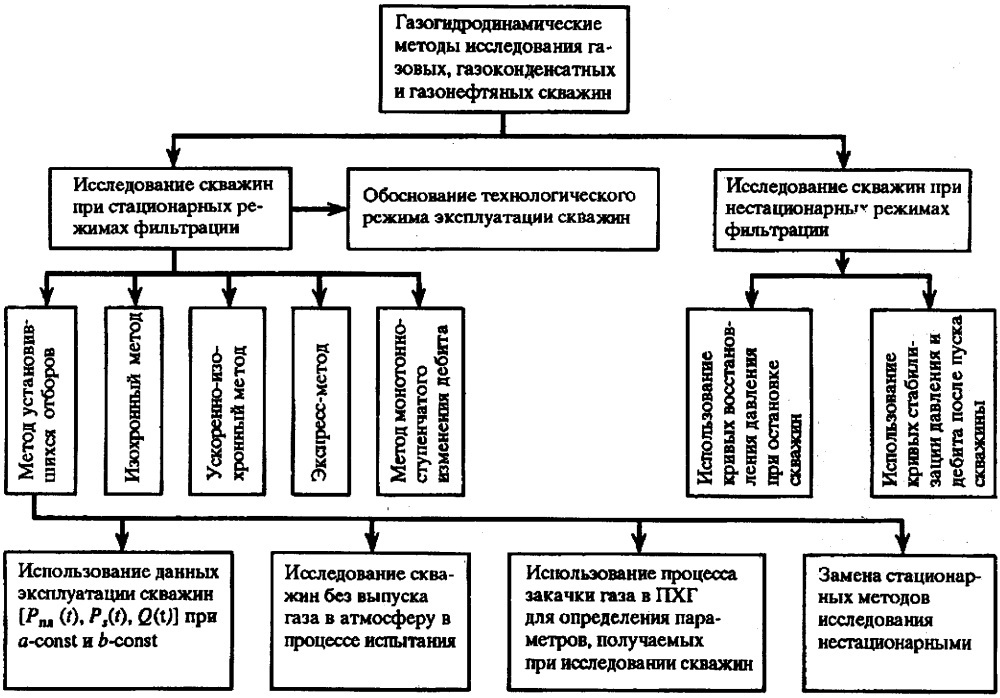


Рис. 3. Схема получения информации газогидродинамическими методами

использовать одну из модификаций метода установившихся отборов. При этом если значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений могут быть определены с требуемой точностью, то следует использовать только одну кривую стабилизации давления и дебита и, обрабатывая эту кривую, определить значения этих коэффициентов. Если исследование проводится с целью определения параметров пласта, предназначенных для прогнозирования темпа внедрения в газовую залежь подошвенной или краевой воды, то достаточно снять одну кривую восстановления давления, так как параметры, определяемые по кривым восстановления давления, более достоверно характеризуют отдаленную от забоя скважины часть пласта, чем параметры, определяемые стационарными методами.

Параметры, определенные по результатам метода установившихся отборов, являются осредненными от стенки скважины до контура питания и при сильном загрязнении призабойной зоны или улучшении в результате проведения интенсификационных работ могут существенно повлиять на величину осредненных параметров. Это влияние в конечном счете при прогнозировании продвижения воды в залежь может искажать истинные темпы вторжения воды. Существенным дополнением по совершенствованию испытания скважин и получению информации являются различные модификации метода установившихся отборов, позволяющие неоднократно сокращать продолжительность испытания скважин. Если скважина эксплуатационная и подключена к установке по комплексной подготовке газа, то следует пользоваться данными эксплуатации для определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений и параметров пласта или же исследовать ее без выпуска газа в атмосферу. Ускоренные методы изучения скважин следует применять практически на скважинах всех месторождений, где продолжительность стабилизации давления и дебита и восстановления давления превышает 1800 с, т.е. то необходимое минимальное время работы и остановки скважины, которое предусматривается ускоренными методами.

Газогидродинамические исследования проводятся на всех разведочных и эксплуатационных скважинах. Согласно "Правилам разработки газовых и газоконденсатных

месторождений", в разведочных скважинах, давших газ, проводятся:

– замер статического давления на устье и пластового давления (как правило, глубинным манометром);

– определение дебита газа, конденсата и нефти (в газонефтяных скважинах) на 5–8 режимах работы скважины;

– замер динамического давления на устье и забойного давления глубинными манометрами или расчетным путем на различных режимах работы скважины;

– снятие кривых стабилизации давления и дебита и кривых восстановления давления;

– замер температуры газа на забое и по стволу скважины при различных дебитах и забойных давлениях;

– определение количества и состава выносимой воды и твердых примесей при различных дебитах газа;

– отбор проб газа, конденсата и нефти для определения их химического состава, изучения условий выпадения конденсата, свойств нефти, а также для определения наличия коррозионно-активных компонентов в газе и в жидкой фазе;

– при необходимости, работы по интенсификации добычи газа;

– откачка воды до постоянного химического состава получаемой воды из пьезометрических скважин;

– замер пластового и забойного давлений, а также снятие индикаторной кривой и кривых стабилизации и восстановления давления.

При проведении первичных исследований, когда информация о свойствах пласта и содержащихся в нем газа и жидкости весьма незначительно, следует быть особенно внимательным. В условиях, когда газоносные пласты представлены слабо сцементированными коллекторами и скважина расположена вблизи нефтяной оторочки, подошвенной или контурной воды, освоение и исследования должны проводиться при низких перепадах (градиентах) давления на пласт. Чтобы снизить опасность разрушения призабойной зоны и подтягивания конуса нефти или подошвенной воды, освоение скважины следует вести в два этапа: первый этап – при малых депрессиях, второй этап – освоение при более существенных депрессиях на пласт. Для выбора величины депрессии на пласт следует детально проанализировать материалы геофизических исследований, лабораторного изучения образцов породы, а также геологический профиль данного района; выяснить, хотя бы ориентировочно, прочностные характеристики газоносных интервалов; по составу газа, распределению давления и температуры определить возможность образования гидратов в призабойной зоне и в стволе скважины.

При газодинамических исследованиях эксплуатационных скважин необходимо учесть результаты испытаний разведочных скважин, обратить при этом внимание на опробование отдельных газонефтенасыщенных интервалов. Эти результаты должны быть направлены на изучение возможности перетоков, на выяснение наличия или отсутствия гидродинамической связи между отдельными пропластками и использованы при выборе эксплуатационных объектов и анализе данных разработки месторождения. В комплексе с промыслово-геофизическими методами газогидродинамические исследования эксплуатационных скважин призваны определить работающие интервалы и распределение дебитов по этим интервалам. В каждой эксплуатационной скважине должны быть установлены режим эксплуатации и начальный рабочий дебит; газогидродинамическими расчетами обосновано соответствие режима работы пласта, ствола скважины и системы сбора и промысловой подготовки газа. Объем газогидродинамических исследований зависит от стадии освоения месторождения. Таких крупных стадий в процессе поиска, разведки и разработки месторождений три.

1. Исследования на стадии разведки залежи для получения информации, используемой при подсчете запасов газа, конденсата и нефти (если имеется нефтяная оторочка).

2. Исследования на стадии опытно-промышленной эксплуатации для получения дополнительной, но очень важной информации, позволяющей: подтвердить или уточнить запасы газа, конденсата и нефти; более детально изучить основные свойства пласта и пластовой смеси; установить устойчивость дебитов скважин и др.

3. Исследования в процессе разработки с целью контроля за разработкой залежи, для изучения характера изменения давления по площади и по толщине залежи, продвижения воды в залежь, изменения параметров пласта, газа, конденсата, нефти и воды в процессе разработки, установления перетоков и степени истощения отдельных пластов и др.

Частота проводимых исследований зависит от особенностей месторождения, неоднородности эксплуатационных объектов, степени подготовленности месторождения к разработке, проводимых в скважинах работ по интенсификации притока газа и ремонту, принятой системы разработки и от множества других факторов.

В процессе разведки месторождения исследуются все без исключения скважины (часто поинтервально) с целью выяснения промышленной газоносности, наличия нефтяной оторочки и ввода месторождения в дальнейшем в разработку. В период опытно-промышленной эксплуатации исследуются все пробуренные разведочные и эксплуатационные скважины. При разработке залежи, когда имеется значительное количество эксплуатационных скважин и разведочных, переведенных в фонд эксплуатации, и когда большинство из них достаточно близки по параметрам пласта и по эксплуатационным характеристикам, объем исследований можно сократить путем подбора необходимого числа разнохарактерных скважин, представляющих собой в совокупности все разнообразие, встречаемое на данном месторождении. При этом геологическая служба месторождения совместно с проектным институтом согласовывает объем и частоту исследования эксплуатируемых, наблюдательных и пьезометрических скважин.

Согласно "Правилам разработки газовых и газоконденсатных месторождений", периодичность измерений устанавливается в соответствии с проектом разработки месторождения. Исследовательским работам в проекте отводится особый раздел. В целом проект разработки состоит из трех разделов.

1. Исходные геолого-промысловые данные.

2. Обоснование системы разработки и эксплуатации месторождения (расчетный раздел).

3. Программа и объем исследовательских работ.

В третьем разделе устанавливается периодичность определения тех или иных параметров, изучается характер изменения различных параметров и процессов, разрабатываются соответствующие коррективы к объему и периодичности исследований в зависимости от полученных текущих информаций.

Периодичность измерения пластовых давлений по скважинам устанавливается в соответствии с проектом, с учетом геологических особенностей месторождения и темпов отбора газа и нефти (при наличии оторочки) из залежи. Выбранная периодичность должна обеспечить возможность оценки характера падения и распределения давления с достаточной степенью точности. Такая периодичность обосновывается запасами газа, годовыми отборами и характеристикой эксплуатационных объектов. При этом должна быть использована любая незапланированная остановка скважины. Число и размещение выбранных для измерения пластового давления скважин должны обеспечить достоверность необходимой информации о пластовом давлении. При этом не следует стремиться к возможно большему числу скважин и частым измерениям давления. Надо стараться проводить одновременные измерения пластового давления или же полученные результаты пересчитывать к единому времени, если требуется оценка запасов газа по методу падения давления. Контроль за достоверностью величин пластового давления по площади и по толщине следует вести наблюдательными скважинами. Поэтому размещение и вскрытие газонасыщенного интервала наблюдательными скважинами должны предусматривать необходимость такого рода контроля.

Для контроля состояния забоя и дебита скважин следует не реже одного раза в год проводить контрольные исследования, при этом желательно использовать дебитометрию и шумометрию, в зависимости от состояния забоя и наличия забойного оборудования в интервале перфорации. Число контрольных исследований должно быть установлено, исходя из характера изменения данных эксплуатации скважин и неоднородности залежи по площади, интервала вскрытия, близости подошвенной и краевой вод, скорости потока, глубины спуска и диаметра фонтанных труб и т.д.

Определенные трудности при испытании скважин газогидродинамическими методами возникают тогда, когда несколько скважин подключены в один коллектор (шлейф). Такая система подключения приводит к необходимости испытания скважин в атмосферу или же остановки всех скважин, за исключением исследуемой. Следует возвести в ранг обязательных испытания скважин на подземных хранилищах методом установившихся закачек в процессе закачки газа в пласт. В целом должны быть обновлены правила, касающиеся частоты, объема и качества газогидродинамических исследований, с учетом новых, более сложных задач и условий испытания, требований охраны окружающей среды и природных ресурсов, системы сбора и подготовки газа на промыслах, с набором методик, приемлемых на каждом конкретном месторождении.

1.4. КЛАССИФИКАЦИЯ И МЕТОДЫ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

Практика разведки, разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений и подземных хранилищ газа свидетельствует о необходимости проведения широкого комплекса промысловых исследований газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин с целью получения достоверной информации о параметрах пористой среды и насыщающих ее жидкостей и газов, о процессах, происходящих в пласте в процессе разработки залежи и в скважине в процессе эксплуатации. В настоящее время достигнуты значительные успехи в области техники и технологии газогидродинамических методов исследования газовых, газоконденсатных и газонефтяных пластов и скважин и обработки полученных результатов. Наиболее простые и приемлемые в промысловых условиях газогидродинамические методы исследования и обработки полученных результатов, разработанные до 1978 г., были включены в "Инструкцию по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин", утвержденную Министерством газовой промышленности в 1979 г.

За последние годы открыты крупные газоконденсатные и газонефтяные месторождения на больших глубинах, и применение существующих стандартных методов определения параметров пластов на этих месторождениях приводит к существенным ошибкам. Поэтому возникает необходимость выяснения применимости существующих методов и разработки новых с целью повышения достоверности получаемой информации на всех газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождениях.

Задача газогидродинамических методов исследования газовых, газоконденсатных и газонефтяных пластов и скважин заключается в получении достоверной информации для подсчета запасов газа, нефти и конденсата, проектирования и анализа разработки, эксплуатации скважин, обустройства промысла, обоснования технологического режима эксплуатации скважин и наземных сооружений, оценки эффективности работ по интенсификации и контроля за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений. Газогидродинамические исследования проводятся после освоения и в процессе эксплуатации скважин. Содержание и объем исследований определяются их назначением. Они подразделяются на первичные, текущие, специальные и комплексные. На разных этапах изученности газовых и газоконденсатных месторождений (освоение,

опытно-промышленная эксплуатация, разработка залежи) требования, предъявляемые к газогидродинамическим исследованиям, различны.

1. Первичные исследования проводятся во всех разведочных и эксплуатационных скважинах. Эти исследования являются основными и обязательными, проводятся в полном объеме и позволяют определить: параметры пласта; его продуктивную характеристику; установить режим эксплуатации скважины и связь между дебитом, забойным и устьевым давлением и температурой; количеством жидких и твердых примесей при различных режимах работы; пластовое давление; влияние степени и характера вскрытия на производительность и коэффициенты фильтрационных сопротивлений и др. Часто в разведочных, а в ряде случаев и в эксплуатационных скважинах первичные исследования проводятся поинтервально, что позволяет установить продуктивные характеристики по разрезу для выявления возможности одновременного вскрытия всего газоносного объекта, выбора метода эксплуатации и оценки дебита скважины в случае, если потребуется вскрывать только часть продуктивного горизонта. При первичных исследованиях газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин определяются:

– статическое давление на устье скважины;

– пластовое давление по устьевым замерам расчетным путем или измерением с помощью глубинных манометров или комплексов;

– забойные давления на различных режимах работы скважины, так же как и пластовое давление, по данным замера давления в трубном или затрубном пространстве или измерением с помощью глубинных манометров или комплексов;

– дебит скважины по данным диафрагменного измерителя критического течения или диафрагменного измерителя дифманометра докритического течения в замерном пункте;

– процессы восстановления и стабилизации давления и дебита, фиксируемые самопишущим манометром (дифманометром), а в случае отсутствия такого – через определенные промежутки времени образцовыми манометрами. При этом давление должно быть привязано по времени для дальнейшей обработки кривых восстановления и стабилизации давления и дебита. Частота регистрации, если регистрация ведется вручную, без самопишущих приборов, устанавливается, исходя из темпа роста или падения давления на данной скважине. Опыт показывает, что для хорошо проницаемых коллекторов в начальной стадии процессов восстановления и стабилизации давления замеры следует проводить через 30, 60 и 120 с. В дальнейшем частота регистрации давления постепенно уменьшается и производится через каждые 300, 600, 1800 и 3600 с и т.д. В низкопроницаемых пластах процессы восстановлений и стабилизации давления продолжаются несколько суток. В таких случаях конечные участки кривых восстановления и стабилизации давления могут быть фиксированы с частотой 1 сут и более. Продолжительности работы скважины на каждом режиме и восстановления давления между режимами выбираются предварительно по данным продувки и могут быть скорректированы в сторону уменьшения и увеличения времени. При отсутствии такой возможности следует пользоваться ускоренными методами исследования скважин:

– температура газа на забое и устье на различных режимах, а также процессы восстановления и стабилизации температуры для обработки кривых восстановления и стабилизации давления и дебита скважины. Особое внимание при этом следует обратить на измерение температуры газа в процессах восстановления и стабилизации давления и дебита скважин, вскрывших пласты с высокой температурой;

– количество выносимой воды, конденсата, нефти и твердых примесей на различных режимах;

– физико-химические свойства газа, конденсата, нефти и воды по отобранным на различных режимах работы скважины пробам.

2. Текущие исследования проводятся на эксплуатационных и переведенных в фонд эксплуатации разведочных скважинах в процессе разработки месторождения. Основная задача текущих исследований сводится к получению информации о всех или о части параметров, определяемых в процессе первичных исследований для анализа и контроля за разработкой. Объем текущих исследований диктуется конкретными условиями каждого месторождения, изменчивостью контролируемых параметров, необходимостью установить характер изменения этих параметров в процессе разработки. Частично эти изменения устанавливаются по данным эксплуатации скважин.

Если текущие исследования выявляют существенные изменения ряда параметров, определенных по результатам первичных исследований, то обосновывается необходимость внесения соответствующих коррективов к проекту разработки месторождения. Текущие исследования позволяют также установить устойчивость режима эксплуатации скважин, процессы очищения или загрязнения призабойной зоны скважин, отложение солей в трубах, процесс коррозии скважинного оборудования, характер распределения пластового давления по площади и по толщине пласта, продвижение воды в залежь, обводнение скважин, характер выхода конденсата в процессе разработки, эффективность ингибирования и работ по интенсификации и др.

Объем текущих исследований регламентируется "Правилами разработки газовых и газоконденсатных месторождений", утвержденными Госгортехнадзором СССР 6 апреля 1970 г., и зависит от того, на какой стадии находится рассматриваемое газовое или газоконденсатное месторождение. Наибольшее число текущих исследований приходится на стадию опытно-промышленной эксплуатации месторождения. После ввода в разработку на полную мощность, оценки запасов газа данного месторождения методом падения пластового давления, изучения продуктивной характеристики залежи на различных ее частях скважины с близкими параметрами могут быть сгруппированы для проведения только контрольных исследований в ограниченном числе скважин. При этом в качестве обязательных текущих исследований остаются исследования после проведения ремонтно-профилактических и интенсификационных работ.

3. Специальные исследования проводятся для определения различных параметров, обусловленных специфическими характеристиками рассматриваемого месторождения. К числу специальных исследований относятся работы по контролю за положением контактов "газ–вода", "газ–нефть" в специально выбранных для этой цели скважинах; изучение степени истощения отдельных пластов и возможности перетока газа, нефти и воды из одного пласта в другой в процессе разработки при их совместном вскрытии; укрепление призабойной зоны; установка цементных мостов; интенсификация добычи газа путем СКО, дополнительной перфорации и др.

Газогидродинамические исследования скважин в комплексе с промыслово-геофизическими, газоконденсатными и лабораторными исследованиями позволяют изучить:

– геометрические параметры пластов и залежи; общие размеры газовых и газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа; характер изменения общей и эффективной толщины пласта по площади и по размеру; границы пластов; форму залежи и экранов, а также непроницаемых пропластков; положение контактов "газ–нефть" при наличии нефтяной оторочки, "газ–вода" и их изменения в процессе разработки;

– коллекторские, механические и фильтрационные свойства пластов: пористость, проницаемость, проводимость, пьезопроводность, водонасыщенность, газонасыщенность; рабочие и максимально допустимые дебиты газа, конденсата, нефти и воды; сжимаемость пласта; пластовое, забойное и устьевое давления и температуры по площади и по разрезу пласта и их изменения в процессе разработки с учетом конструкции скважин, режимов залежи и эксплуатации скважин;

– физико-химические свойства газов и жидкостей; вязкости, плотности, давления начала конденсации и максимальной конденсации; составы газа, конденсата и нефти, коэффициенты сверхсжимаемости газа и усадки конденсата и нефти, влажности газа,

характеристики пластовой и конденсационной вод, агрессивные свойства газа, нефти, конденсата и воды; условия образования гидратов и характер их изменения при различных давлениях и температурах;

– состояние и изменение в процессе разработки условий работы ствола и забоя эксплуатационных и нагнетательных скважин;

– характер изменения фазовых состояний при движении газа в пласте, стволе скважины и наземных сооружениях в процессе разработки месторождения;

– условия скопления и выноса жидкости и твердых примесей из забоя скважины, наличие псевдосжиженной пробки в скважине, влияние процесса пробкообразования и очищения забоя на производительность скважин и коэффициенты фильтрационных сопротивлений и др.

Основная часть перечисленных параметров и характеры их изменения определяются при помощи газогидродинамических исследований скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации газа и газоконденсатной смеси.

Параметры пласта, определяемые при помощи геофизических и лабораторных методов исследования скважин и образцов породы, характеризуют участок, непосредственно прилегающий к стволу скважины, и дают возможность изучить их послойное распределение по толщине пласта. Газогидродинамические методы позволяют определить, как правило, средние параметры как призабойной зоны, так и более удаленных участков пласта. Для получения более детальной информации газогидродинамическими методами следует проводить поинтервальное и специальные исследования скважин.

В настоящее время разработаны методы, позволяющие использовать все процессы, происходящие в газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважинах с момента их пуска до полного восстановления давления после закрытия, для определения параметров пласта и скважины. К этим процессам относятся: восстановление давления после закрытия скважины; стабилизация давления и дебита после ее пуска в работу на конкретном режиме с определенным диаметром проходного сечения штуцера или диафрагмы и снятие индикаторной кривой, отражающей зависимость дебита от забойного давления при работе скважины на различных режимах.

В частности, если скважина простаивает длительное время, то определяется пластовое давление, величина которого используется при обработке результатов исследования скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации. Если скважина останавливается, то при этом снимается кривая восстановления давления, по которой определяются емкостные и фильтрационные параметры пласта. Если скважина пускается в работу, то при этом снимаются кривые стабилизации забойного и устьевого давлений и дебита и по этим кривым определяются коэффициенты фильтрационных сопротивлений и параметры пласта. Если на режиме стабилизации забойного давления и дебита наступила вторая фаза, то по этим результатам определяются и запасы газа месторождения. Если скважина эксплуатируется на определенном режиме, то эти данные могут быть использованы при испытании скважин методом установившихся отборов, а также при определении термобарических параметров скважины и обработке кривых восстановления давления. Если скважина вскрывает пласт с низкими коллекторскими свойствами, то данные этого стабилизированного режима могут быть использованы для определения истинного значения коэффициента сопротивления a. Таким образом, видно, что при любом состоянии газовых и газоконденсатных скважин можно получить информацию, используемую в дальнейшем при определении различных параметров пласта и скважины.

Теоретической основой современных газогидродинамических методов исследования скважин и определения параметров пласта является решение обратных задач подземной газогидродинамики. Развитие этих методов шло в направлении решения обратных задач фильтрации газа и газоконденсатной смеси, а также газонефтяной смеси при стационарных и нестационарных режимах и при линейном и нелинейном

законах сопротивления. Поэтому целесообразно газогидродинамические методы исследования скважин разделить на две группы: исследования скважин при стационарных режимах фильтрации и исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации:

1) исследования скважин при стационарных режимах фильтрации применяют с начала 40-х годов. По результатам этих исследований определяют:

– зависимость дебита скважин газа, конденсата, нефти и воды от депрессии на пласт; в подземных хранилищах газа и при обратной закачке сухого газа на газоконденсатных и газонефтяных месторождениях приемистость пласта от депрессии на пласт;

– зависимость дебита скважины от температуры;

– условия разрушения, загрязнения и очищения призабойной зоны пласта; скопления и вынос жидких и твердых примесей на забое скважины;

– распределение давления и температуры газа в пласте и в стволе газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин при различных режимах эксплуатации с учетом их конструкции;

– коэффициенты фильтрационных сопротивлений, несовершенств по степени и характеру вскрытия, а также гидравлического сопротивления забойных оборудований и лифтовых труб;

– эффективность проведенных работ по интенсификации притока газа к скважине;

– технологический режим эксплуатации скважин;

– фильтрационные параметры газонефтеводонасыщенных интервалов;

– потенциальные возможности скважин по дебиту;

2) исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации позволяют получить ряд важных параметров пласта, которые методом установившихся отборов определить невозможно. Исследование скважины при нестационарных режимах фильтрации заключается в снятии и обработке кривых восстановления давления после остановки скважины и стабилизации забойного и устьевого давлений и дебита скважины после пуска в эксплуатацию. К исследованию скважин при нестационарных режимах фильтрации относятся также:

– перераспределение давления при постоянном дебите и дебита при постоянном забойном давлении;

– перераспределение давления в реагирующих скважинах при пуске или остановке возмущающей скважины;

– изменение дебита и давления в процессе эксплуатации скважины (вторая фаза процесса стабилизации давления).

Однако отсутствие необходимой точности измерительных приборов не позволило широко использовать все нестационарные методы исследования газовых и газоконденсатных скважин. Отставание технических средств измерения изменения давления и дебита при пуске и остановке скважин от теоретических основ исследования при нестационарных режимах фильтрации ограничивает их применение на всех месторождениях независимо от фильтрационных свойств этих месторождений. Причем качественного скачка в точности измерения давления и дебита скважин можно добиться путем новых принципов измерения, использования других физических параметров, изменения используемых материалов и т.д. Выпускаемые в настоящее время технические средства являются лишь усовершенствованной разновидностью приборов, применяемых в нефтяных скважинах уже 30 лет и более. Изготавливаемая нашей промышленностью микропроцессорная техника позволяет создавать уникальные по габаритам и точности глубинные и наземные средства измерения давления, перепада давления, скорости потока, плотности газа, температуры, диаметра труб и других параметров газа и ствола скважины. Повышение точности приборов, применяемых на газовых и газоконденсатных скважинах, позволит использовать данные, фиксируемые при их пуске и остановке, а также реакцию на эти процессы соседних

скважин. Это позволит расширить возможность получения информации о параметрах пласта, скважины и о добываемой продукции и повысить точность и надежность этих параметров на всех газовых и газоконденсатных месторождениях.

4. Особое значение имеют комплексные исследования скважин, включающие: газогидродинамические методы при стационарных и нестационарных режимах фильтрации газа; промыслово-геофизические исследования продуктивного разреза, определение эффективной толщины пласта, связи между продуктивными пластами, их пористости, проницаемости и насыщенности, изменения газонасыщенности в процессе разработки и т.п.; газоконденсатные исследования в промысловых и лабораторных условиях; исследования образцов породы из различных интервалов и проб газа, нефти, конденсата и воды. Эти исследования позволяют определить неоднородности продуктивного разреза и использовать эту информацию при прогнозировании добычи газа, нефти, конденсата и воды; оценить возможность обводнения скважин и степень истощения всего эксплуатационного объекта; прогнозировать потери и извлечения конденсата, возможные улучшения или ухудшения продуктивности скважин; необходимость ингибирования скважины; возможность образования песчаной пробки и других параметров пласта и скважины в процессе разработки газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений.

Глава 2

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

2.1. СОСТАВ И ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Пластовые флюиды, насыщающие газовые, газоконденсатные и газонефтяные месторождения, представляют собой многокомпонентные системы, состоящие из углеводородов гомологического ряда метана, ароматических и нафтеновых углеводородов, а также из неуглеводородных компонентов – азота, двуокиси углерода, сероводорода, меркаптанов, редкоземельных инертных газов (аргона, гелия, криптона, ксенона), ртути. Число углеродных атомов в молекуле углеводородов может достигать 17. В состав пластовых смесей газоконденсатных и газонефтяных месторождений могут входить углеводороды, молекула которых состоит из 18 и более атомов углерода, расположенных в одну цепочку. При атмосферных условиях эти углеводороды находятся в твердом состоянии.

Таблица 1

Состав пластовых смесей месторождений природных газов, об.%

Компонент	Газовое месторождение				
	Северо-Ставропольское	Заполярное*	Уренгойское*	Ширяевское	Шебелинское
Метан	98,90	98,60	97,80	58,86	92,00
Этан	0,29	0,07	0,10	1,88	4,00
Пропан	0,16	0,02	0,03	0,60	1,10
Бутан	0,05	0,01	–	0,23	0,52
Пентан + высшие	–	0,01	0,01	0,12	0,26
Двуокись углерода	0,20	0,18	0,30	11,00	0,12
Сероводород	–	–	–	26,5	–
Азот	0,40	1,10	1,70	0,81	2,00

* Состав газа сеноманской залежи.

Компонент	Газовое месторождение					
	Вуктыльское	Оренбургское	Юбилейное	Уренгойское БУ-14	Карачаганакское	Астраханское
Метан	74,80	84,00	79,50	82,27	73,10	51,2
Этан	8,70	5,00	9,06	6,56	5,95	2,47
Пропан	3,90	1,60	4,43	3,24	2,85	0,92
Бутан	1,80	0,70	1,64	1,49	1,88	0,57
Пентан + высшие	6,40	1,80	4,38	5,62	6,86	3,53
Двуокись углерода	0,10	0,5–1,70	0,54	0,50	5,10	14,36
Сероводород	–	1,3–5,00	–	–	3,70	26,43
Азот	4,30	3,5–4,90	0,48	0,32	0,56	0,38

Природные газы в пластовых условиях насыщены парами воды, концентрация которых зависит от состава газа и воды, давления и температуры. Составы пластовых флюидов некоторых месторождений природных газов приведены в табл. 1. Основные параметры и теплофизические свойства компонентов пластовых флюидов месторождений природных газов приведены в табл. 2 (см. с. 32—35).

Состав пластовых газообразных смесей обычно выражается в объемных (мольных) или массовых долях единицы или в процентах. Объемные и молярные составы газовых смесей практически совпадают, так как объемы одного моля газа при нормальных условиях, т.е. при P = 760 мм рт.ст. и T = 273 К, при стандартных условиях, т.е. при P = 760 мм рт.ст. и T = 293 К, равны ~ 22,4 · 10^{-3} и 24,04 · 10^{-3} м^3/моль соответственно.

Если состав газовой смеси задан в мольных (объемных) долях, то в массовые доли он пересчитывается по формуле

$$g_i = x_i M_i / \Sigma x_i M_i, \tag{1.2}$$

где x_i – объемная (мольная) доля i-го компонента; M_i – молекулярная масса i-го компонента.

Если состав газовой смеси задан в массовых долях, то для пересчета его в объемные (мольные) единицы используют формулу

$$x_i = g_i / M_i \sum_{i=1}^{n} g_i / M_i, \tag{2.2}$$

где g_i – массовая доля i-го компонента.

2.2. КРИТИЧЕСКИЕ И ПРИВЕДЕННЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГАЗА

Критическим называется такое состояние вещества, при котором исчезает граница между его газовой и жидкой фазами и свойства этих фаз становятся равными друг другу. Для природного газа, являющегося смесью углеводородных и неуглеводородных компонентов, критические параметры – давление, температура, плотность, объем и т.д. – определяются как псевдокритические по составу газа. Предложено несколько способов определения псевдокритических параметров газа в зависимости от его состава и точности определения этих параметров.

Наиболее простым способом определения псевдокритических давления и температуры при неизвестном составе газа является графический способ. На рис. 4 показаны зависимости псевдокритического давления $P_{пк}$ и псевдокритической температуры $T_{пк}$ от относительной по воздуху плотности газа. При наличии в газе азота, сероводорода и углекислого газа в псевдокритические параметры, определяемые из рис. 4, вводятся поправки с соответствующим знаком, величины которых в зависимости от содержания этих компонентов показаны на рис. 5.

При известном составе газа, если содержимое метана составляет 95% и более, псевдокритические параметры $P_{пк}$ и $T_{пк}$ рекомендуется определять по правилам аддитивности, т.е.

$$P_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i P_{кi}; \quad T_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i T_{кi}, \tag{3.2}$$

где x_i – доля i-го компонента в газе; $P_{кi}$, $T_{кi}$ – критические давление и температура i-го компонента, соответствующие значения которых приведены в табл. 2.

Таблица 2

Физико-химические свойства компонентов природного газа при $P = 0{,}1013$ МПа

Параметр	Метан	Этан	Пропан	*n*-Бутан
Химическая формула	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$n\text{-}C_4H_{10}$
Молекулярные				
масса	16,043	30,068	44,094	58,120
объем, $10^{-3}м^3$	22,36	22,16	21,81	21,75
Плотность, $кг/м^3$				
при $T = 273{,}16$ К	0,717	1,356	2,010	2,668
при $T = 293{,}16$ К	0,668	1,263	1,872	2,486
в жидком состоянии при температуре кипения	416	546	585	582
Объем в газовой фазе после испарения жидкости, приведенный к $T = 273{,}16$ К, $м^3/м^3$	442,1	311,1	272,9	229,4
Газовая постоянная, м/°С	52,95	28,19	19,23	14,95
Критические параметры				
плотность, $кг/м^3$	162,0	210,0	225,5	232,5
температура, К	190,55	305,43	369,82	408,13
давление, МПа	4,695	4,976	4,333	3,871
удельный объем, $м^3/кг$	0,0062	0,0047	0,0044	0,0043
молярный объем, $10^{-6}м^3$/моль	99,5	148,0	200,0	263,0
коэффициент сверхсжимаемости	0,290	0,285	0,277	0,283
Параметры потенциалов				
ε/k, К	140	236	206	217
σ, Å	3,808	4,384	5,420	5,819
δ	–	–	–	–
Фактор ацентричности	0,0104	0,0986	0,1524	0,1849
Коэффициент динамической вязкости при $T = 273{,}16$ К, мПа · с	0,0103	0,0083	0,0075	0,0069
Температура, К				
кипения	111,86	184,56	230,90	263,06
плавления	90,66	100,66	–	128,16
Теплоемкость при $T = 273{,}16$ К, Дж/кг · град				
при постоянном давлении C_P	0,5172	0,3934	0,3701	0,3802
при постоянном объеме C_V	0,39361	0,3273	0,3252	0,3466
Теплопроводность при $T = 273{,}16$ К, Вт/м · град	0,026	0,016	0,013	0,011
Теплота при $T = 273{,}16$ К, кДж/кг				
испарения	570	490	427	352
плавления	60,8	95,2	80,0	77,6

i-Бутан	*n*-Пентан	*i*-Пентан	*n*-Гексан	*n*-Гептан	*n*-Октан
i–C_4H_{10}	n–C_5H_{12}	i–C_5H_{12}	n–C_6H_{14}	n–C_7H_{16}	n–C_8H_{18}
58,120	72,151	72,151	86,178	100,198	114,220
21,50	20,87	20,87	22,42	22,47	22,71
2,703	3,457	3,457	3,845	4,459	5,030
2,518	3,221	3,221	3,583	4,155	4,687
600	625	637	664		
237,5	204,6	206,6	182	–	–
14,95	11,75	11,75	9,89	8,46	7,42
225,2	469,65	460,39	507,35	540,15	568,76
425,16	3,435	3,448	3,072	2,790	2,535
3,719	–	–	–	–	–
0,0044	0,268	0,269	0,264	–	–
255,0	345	345	413	282	320
0,274	5,769	5,769	5,909	8,880	7,541
208	269	269	423	288	333
5,869	6,099	6,057	5,916	7,00	7,407
–	–	–	–	–	–
0,2010	0,2539	0,2223	0,3007	0,3498	0,4018
0,0069	–	–	–	–	–
272,66	300,96	309,26	341,86	371,56	398,86
138,16	113,26	143,46	177,86	182,56	216,36
0,3802	0,3805	0,3805	0,3827	0,3846	0,3856
0,3466	0,3533	0,3533	0,3600	0,3652	0,3686
0,010	0,0106	0,0106	0,00966	0,0092	0,0084
394	–	–	–	–	–
75,5	–	–	–	–	–

Таблица 2 (окончание)

Параметр	Азот	Воздух	Водяной пар	Кислород
Химическая формула	N_2	–	H_2O	O_2
Молекулярные				
масса	28,016	28,96	18,016	32,00
объем, $10^{-3}м^3$	22,404	22,40	23,45	–
Плотность, $кг/м^3$				
при T = 273,16 К	1,250	1,293	0,768	1,429
при T = 293,16 К	1,165	1,205	0,750	1,331
в жидком состоянии при температуре кипения			–	–
Объем в газовой фазе после испарения жидкости, приведенный к T = 273,16 К, $м^3/м^3$	–	–	47,06	26,97
Газовая постоянная, м/°С	30,26	29,27		
Критические параметры			–	–
плотность, $кг/м^3$	126,26	132,40	–	154,78
температура, К	3,465	13,24	–	5,18
давление, МПа	–	–	–	–
удельный объем, $м^3/кг$	–	–	–	–
молярный объем, $10^{-6}м^3$/моль	91,5	–	–	–
коэффициент сверхсжимаемости	3,681	–	–	88
Параметры потенциалов				
ε/k, К	91,5	78,6	–	3,541
σ, Å	3,681	3,711	–	–
δ	–	–	–	–
Фактор ацентричности	0,040	–	–	0,019
Коэффициент динамической вязкости при T = 273,16 К, мПа · с	–	–	–	–
Температура, К				
кипения	77,36	78,8	100,00	90,16
плавления	63,16	–	0	54,36
Теплоемкость при T = 273,16 К, Дж/кг · град				
при постоянном давлении C_P	0,24	0,2397	0,4441	0,2185
при постоянном объеме C_V	0,1770	0,1712	0,3469	0,156
Теплопроводность при T = 273,16 К, Вт/м · град	0,020	0,021	0,015	–
Теплота при T = 273,16 К, кДж/кг				
испарения	–	–	–	–
плавления	–	–	–	–

Водород	Сероводород	Двуокись углерода	Окись углерода	Гелий	Аргон	Ртуть
H_2	H_2S	CO_2	CO	He	Ar	Hg
2,016	34,082	44,011	28,011	4,00	39,95	200,59
22,43	22,14	22,26	22,41	–	–	18,019
0,0899	1,539	1,977	1,250	0,178	1,784	13,595
0,0837	1,434	1,842	1,165	0,166	1,662	13,546
–	–	–	–	–	–	–
420,63	24,89	19,27	30,27	211,84	–	–
–	–	–	–	–	–	–
33,25	373,6	304,2	132,93	5,2	150,72	–
1,325	9,185	7,527	3,568	0,234	4,959	–
–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–
33,3	343	190	110	10,8	124,9	–
2,968	3,49	3,996	3,59	2,57	3,423	–
–	0,21	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–
–	0,100	0,231	–	0,246	–	–
–	–	–	–	–	–	–
20	211,4	194,7	81,7	4,3	87,5	–
–	–	–	–	–	–	–
3,3904	0,253	0,1946	0,2483	1,260	1,243	0,0335
2,4045	0,192	0,1496	0,1774	0,760	–	–
0,148	0,011	0,012	–	0,123	–	–
–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–

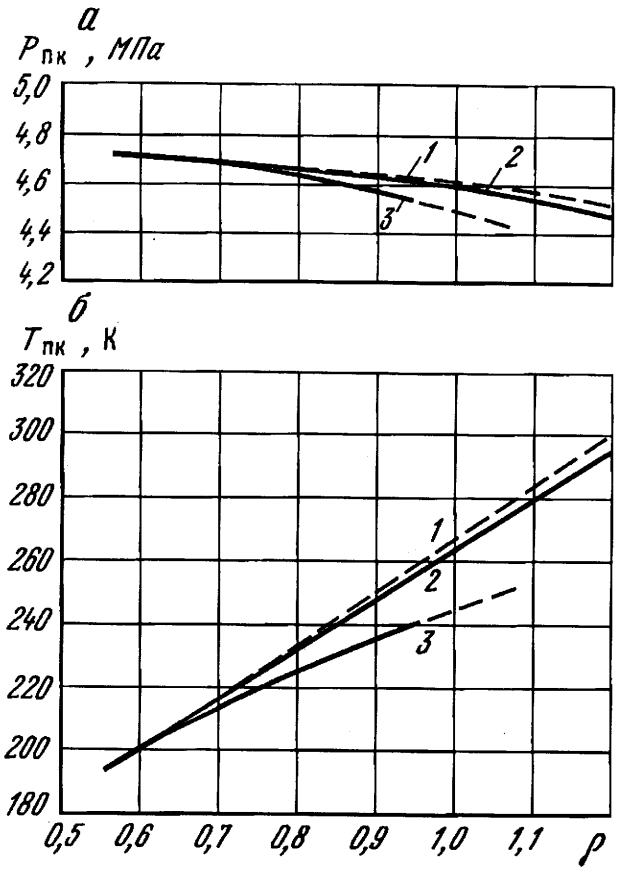


Рис. 4. Псевдокритические давления (*а*) и температуры (*б*) природных газов
1 – углеводородные газы; *2* – смесь газов; *3* – газоконденсатная смесь

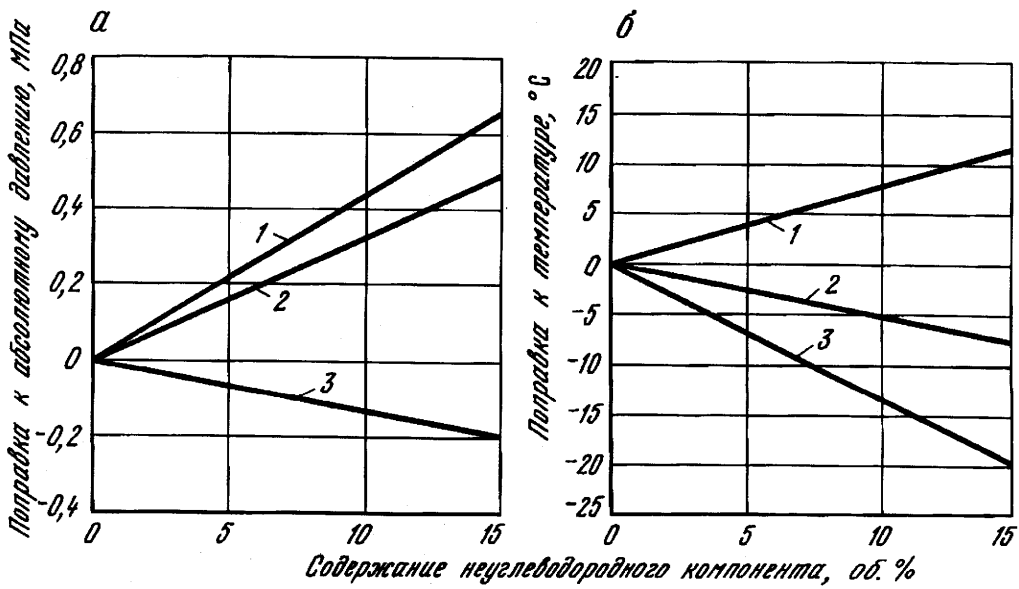


Рис. 5. Поправки к псевдокритическим давлениям (*а*) и температурам (*б*), определяемым по рис. 4 для газов, содержащих примеси: H_2S (*1*), CO_2 (*2*), N_2 (*3*)

Для определения $P_{пк}$ и $T_{пк}$ газовых смесей газоконденсатных месторождений рекомендуется использовать формулы

$$P_{пк} = K / J^2; \quad T_{пк} = K / J, \tag{4.2}$$

где $K = \left[\Sigma x_i T_{кi} / P_{кi}^{0,5}\right]^2; \quad J = \frac{1}{3}\Sigma x_i T_{кi} / P_{кi} + \frac{2}{3}\left[\Sigma x_i (T_{кi} / P_{кi})^{0,5}\right]^2.$ (5.2)

Если в газовой смеси, состоящей из полярных и неполярных компонентов, содержание полярных превышает 5% мольных, то псевдокритические параметры следует определять по формулам

$$P_{пк} = T_{пк} \sum_{i=1}^{n} x_i Z_{кi} / J^2; \quad T_{пк} = \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n} x_i x_j \left(T_{кi} T_{кj}\right)^{0,5}, \tag{6.2}$$

где

$$J^2 = \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n} x_i x_j \left[0,5\left(Z_{кi} T_{кi} / P_{кi}\right)^{1/3} + 0,5\left(Z_{кi} T_{кi} / P_{кi}\right)^{1/3}\right]^3, \tag{7.2}$$

где $Z_{кi}$ – коэффициент сверхсжимаемости i-го компонента при критических давлении $P_к$ и температуре $T_к$ этого компонента.

Все углеводородные компоненты газа, азот и углекислый газ относятся к неполярным соединениям. К полярным соединениям относятся пары воды, сероводород и вводимые в поток газа метанол, соляная кислота и др.

Если содержание конденсата в составе газоконденсатной смеси превышает $300 \cdot 10^{-3}$ кг/м^3, то рекомендуется псевдокритические параметры вычислять по формулам

$$P_{пк} = Z_{пк} R T_{пк} / \upsilon_{пк}; \quad T_{пк} = \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n} x_i x_j \upsilon_{ij} T_{кij} / \upsilon_{пк}, \tag{8.2}$$

где $\upsilon_{ij} T_{кij} = [\upsilon_{кi} T_{кi} \upsilon_{кj} T_{кj}]^{0,5}$, (9.2)

$$\upsilon_{пк} = 0,25\left[\Sigma x_i \upsilon_{кi} + 3\left(\Sigma x_i \upsilon_{кi}^{2/3}\right)\left(\Sigma x_i \upsilon_{кi}^{1/3}\right)\right], \tag{10.2}$$

$$Z_{пк} = 0,291 - 0,08\omega_{см}; \quad \omega_{см} = \Sigma x_i \omega_i, \tag{11.2}$$

где $\upsilon_{кi}$ – мольный объем i-го компонента в критической точке, равный произведению удельного объема на молекулярную массу; $Z_{пк}$ – псевдокритический коэффициент сверхсжимаемости при $P_{пк}$ и $T_{пк}$; $\omega_{см}$, ω_i – ацентрический фактор для смеси и i-го компонента соответственно.

Молекулы реальных газов имеют конечные размеры и форму и оказывают значительное взаимное влияние. Поэтому для характеристики реальных газов необходимо учесть параметры, связанные молекулярным взаимодействием.

Молекула простых газов имеет сферическую форму, для них схемы притяжения, которые действуют по линии, соединяющей их центры, пропорциональны расстоянию в шестой степени. Для газов с несферической формой молекул схемы притяжения или отталкивания состоят не только из сил между центрами молекул, но и из дополнительных нецентричных сил. Для учета дополнительных нецентричных сил между молекулами газа несферической формы введен дополнительный параметр, названный ацентрическим фактором. Он является одним из параметров, оценивающих отклонения газов со сложной формой молекул от газов со сферической формой молекул. Для отдельных компонентов газов значения ацентрического фактора приведены в табл. 2.

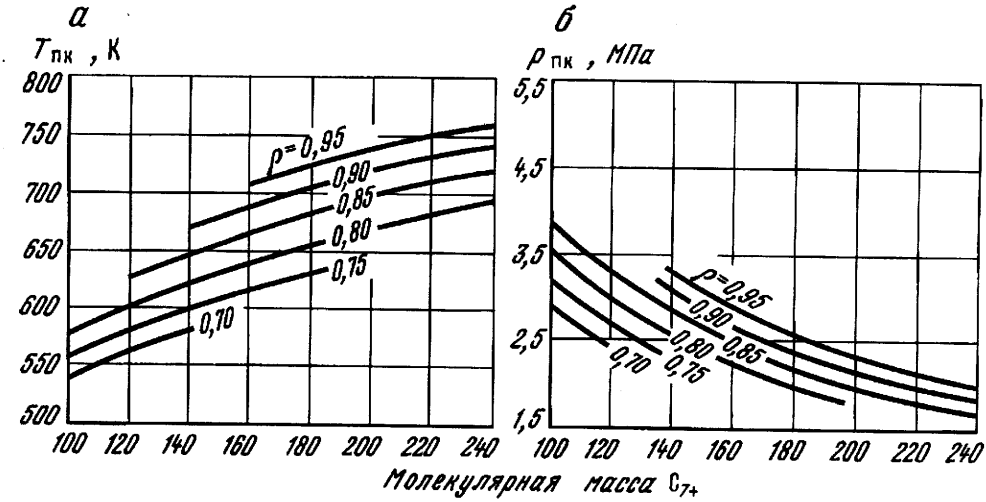


Рис. 6. Псевдокритические температуры (*а*) и давления (*б*) в зависимости от молекулярной массы C_{7+}

Приближенно ацентрический фактор компонентов может быть определен формулой

$$\omega_i = 0,4286\frac{\ln P_{ki} / P_{ат}}{T_{ki} / T_{кип\,i} - 1} - 1, \qquad (12.2)$$

где $T_{кипi}$ – температура кипения i-го компонента, значение которой определяется из табл. 2; $P_{ат}$ – атмосферное давление, МПа.

Если содержание высококипящих углеводородов C_{5+} в газе не превышает 1% мольных, то критические параметры этой группы могут быть заменены критическими параметрами нормального гептана. При содержании C_{5+}, превышающем 1%, желательно эту группу углеводородов заменить фракцией товарного конденсата и рассматривать их как компоненты смеси. При приближенных расчетах углеводородов C_{7+} эту группу фракцией заменять не следует, а практические параметры C_{7+} могут быть определены либо графическим путем из рис. 6 в зависимости от плотности и молекулярной массы, либо расчетным путем по формулам

$$P_{кC_{7+}} = \frac{1}{10,2}\left[\sum_{i=0}^{3}\sum_{j=1}^{3} a_{ij-i} M_{C_7}^{i} \rho_{C_{7+}}^{j-1}\right], \qquad (13.2)$$

$$T_{кC_{7+}} = 273,15 + \sum_{i=0}^{5}\sum_{j=1}^{5} b_{ij-i} M_{C_{7+}}^{i} \left(\ln \rho_{C_{7+}}\right)^{j-i}, \qquad (14.2)$$

где a_{ij-i}, b_{ij-i} – постоянные коэффициенты, значения которых приведены в табл. 3, 4; $M_{C_{7+}}$ – молекулярная масса углеводородов C_{7+} в составе газа ; $\rho_{C_{7+}}$ – плотность компонентов в газе C_{7+}.

Если в составе газа содержится до 50% кислых компонентов CO_2 и H_2S и при этом концентрация каждого из них не превышает 25%, то для определения псевдокритических параметров $P_{пк}$ и $T_{пк}$ можно использовать приближенные формулы

$$P_{пк}^{*} = P_{пк} T_{пк}^{*} / \left[T_{пк} + x_{H_2S}\left((1 - x_{H_2S})\varepsilon\right]; \quad T_{пк}^{*} = T_{пк} - \varepsilon, \qquad (15.2)$$

$$\varepsilon = 14 x_{H_2S}^{-0,36} x_{CO_2}^{0,8} + 0,81 x_{H_2S}^{0,7}, \qquad (16.2)$$

Таблица 3

Значения коэффициента a_{ij-i}

i	j			
	0	1	2	3
0	33,388806	–10,038350	87,406737	0
1	-0,456194	0,320795	–0,773867	–
2	$0{,}666661 \cdot 10^{-3}$	$0{,}240282 \cdot 10^{-2}$	–	–
3	$-0{,}355490 \cdot 10^{-5}$	–	–	–

Таблица 4

Значения коэффициента b_{ij-i}

i	j					
	0	1	2	3	4	5
0	$-0{,}842225 \cdot 10^{4}$	$-0{,}560346 \cdot 10^{5}$	$-0{,}187133 \cdot 10^{6}$	$-0{,}230789 \cdot 10^{6}$	$-0{,}244204 \cdot 10^{6}$	0
1	$0{,}207278 \cdot 10^{3}$	$0{,}865301 \cdot 10^{3}$	$0{,}232967 \cdot 10^{4}$	$0{,}112329 \cdot 10^{4}$	$0{,}116197 \cdot 10^{4}$	–
2	$-0{,}198638 \cdot 10$	$-0{,}470606 \cdot 10$	$-0{,}110259 \cdot 10^{2}$	$0{,}828031 \cdot 10^{-1}$	–	–
3	$0{,}101204 \cdot 10^{-1}$	$0{,}936781 \cdot 10^{-2}$	$0{,}201732 \cdot 10^{-1}$	–	–	–
4	$-0{,}273960 \cdot 10^{-4}$	$0{,}224592 \cdot 10^{-5}$	–	–	–	–
5	$0{,}313707 \cdot 10^{-7}$	–	–	–	–	–

где x_{H_2S}, x_{CO_2} – мольные доли сероводорода и углекислого газа в составе газа; $P_{пк}$, $T_{пк}$ – псевдокритические давление и температура, определяемые по правилам аддитивности с использованием формулы (3.2).

При решении практических задач, не требующих высокой точности, псевдокритические параметры $P_{пк}$ и $T_{пк}$ с приемлемой погрешностью могут быть определены по формулам

$$P_{пк} = 4,892 - 0,013979M; \quad T_{пк} = 94,717 + 5,8997M \tag{17.2}$$

или

$$P_{пк} = 4,903 - 0,01693M; \quad T_{пк} = 125 + 4,3163M, \tag{18.2}$$

где M – молекулярная масса газа, равная

$$M = \Sigma x_i M_i. \tag{19.2}$$

Приведенными параметрами называются отношения соответствующих параметров к их критическим значениям, они определяются формулами

$$P_{пр} = P / P_к; \quad T_{пр} = T / T_к; \quad \upsilon_{пр} = \upsilon / \upsilon_к; \quad \rho_{пр} = \rho / \rho_к. \tag{20.2}$$

Эти параметры позволяют использовать принципы соответственных состояний для определения теплофизических свойств газов. Наибольшее распространение получила двух- и трехпараметрическая форма принципа соответственных состояний. При двухпараметрической форме равенство теплофизических свойств сравниваемых веществ достигается при равенстве двух приведенных параметров, в частности приведенного давления и приведенной температуры. При трехпараметрической форме равенства теплофизических свойств, кроме двух приведенных параметров $P_{пр}$ и $T_{пр}$, учитывается и ацентрический фактор ω.

Таблица 5

Определение критических давления и температуры газа

Состав газа	Содержание, об.%	Критические параметры		Псевдокритические параметры	
		$P_к$, МПа	$T_к$, К	$P_{пк}$, МПа	$T_{пк}$, К
CH_4	74,1	4,695	190,55	3,479	141,22
C_2H_6	7,48	4,976	306,43	0,372	22,85
C_3H_8	3,37	4,333	369,82	0,146	12,46
i - C_4H_{10}	0,76	3,719	408,13	0,028	3,10
n - C_4H_{10}	1,68	3,871	425,16	0,065	7,14
i - C_5H_{12}	0,57	3,448	460,39	0,019	2,62
n - C_5H_{12}	0,32	3,435	469,65	0,011	1,50
C_6H_{14}	0,63	3,072	507,35	0,019	3,19
N_2	6,09	3,465	126,26	0,211	7,69
H_2S	2,00	9,185	373,60	0,184	7,47
CO_2	3,00	7,527	304,20	0,226	0,13
Σ	100	–	–	4,760	218,37

Пример 1. Рассчитать псевдокритические параметры газа, состав и плотность которого приведены в табл. 5.

Расчет $P_{кр}$ и $T_{кр}$ по формулам (3.2) приведен в табл. 5. Получено: $P_{кр} = 4{,}76$ МПА; $T_{кр} = 218{,}37$ К.

Определим критические параметры того же газа по его относительной плотности.

По рис. 4 и 5, пользуясь кривой для газоконденсатных месторождений с относительной плотностью $\bar{\rho} = 0{,}763$, находим критические параметры.

Критическое давление определяем по основному графику: $P_{кр} = 4{,}56$ МПа. Найдем поправки: на содержание H_2S (2 об.%) – +0,078 МПа; на CO_2 (3 об.%) – + 0,098 МПа; на N_2 (6,09 об.%) – –0,069 МПа. Таким образом, $P_{кр} = 4{,}56 + 0{,}078 + 0{,}098 - 0{,}069 = 4{,}67$ МПа.

Критическая температура, определенная в том же порядке, $T_{кр} = 220 + 2 - 1{,}8 - 1{,}5 = 218{,}7$ К.

Пример 2. Рассчитать приведенные параметры для газа предыдущего примера при $P = 14{,}71$ МПа и $T = 303$ К.

По формулам (20,2) находим

$P_{пр} = 14{,}71/4{,}67 = 3{,}15$; $T_{пр} = 303/218{,}37 = 1{,}388$.

2.3. ПЛОТНОСТЬ ГАЗА

Плотность – это отношение массы газа к единице его объема. Единица измерения плотности – кг/м^3. Объем одного моля газа в нормальных условиях, т.е. при давлении 760 мм рт.ст и температуре 273 К, равен $22{,}4 \cdot 10^{-3}$ м^3, поэтому плотность газа при этих условиях может быть определена по формуле

$$\rho = M/22{,}4, \tag{21.2}$$

где M – молекулярная масса газа. Для более точного определения плотности отдельных компонентов и смеси газов следует использовать равенства

$$M_{ст} = \sum_{i=1}^{n} x_i M_i; \quad \upsilon_{ст} = \sum_{i=1}^{n} x_i \upsilon_i; \quad \rho_{ст} = M_{ст} / \upsilon_{ст}, \tag{22.2}$$

где x_i – мольная доля i-го компонента; M_i – молекулярная масса i-го компонента; υ_i – объем одного моля i-го компонента.

Значения M_i и υ_i приведены в табл. 2. Как видно из таблицы объем одного моля различных компонентов, входящих в состав природных газов, меняется от $20{,}87 \cdot 10^{-3}$ м^3 для пентана до $22{,}71 \cdot 10^{-3}$ м^3 для октана.

Плотность газов зависит от состава, давления и температуры. Плотность газа при заданных давлении и температуре определяется по известной плотности при нормальных или стандартных условиях по формуле

$$\rho = \rho_{ст} \frac{PT_{ст}}{P_{ат} ZT}, \tag{23.2}$$

где $\rho_{ст}$ – плотность газа при стандартных условиях, т.е. при P = 760 мм рт.ст. и $T_{ст}$ = 293 К, значение которой для отдельных компонентов берется из табл. 2.

При известном составе газа $\rho_{ст}$ определяется по формуле

$$\rho_{ст} = \sum_{i=1}^{n} \rho_{ст.i} x_i; \quad \rho_{ст.i} = M_i / 24,04, \tag{24.2}$$

где $T_{ст}$ – стандартная температура, К; $P_{ат}$ – атмосферное давление, МПа; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа при P и T.

В газовой промышленности под стандартным условием понимаются $P_{ст}$ = 0,098 МПа и $T_{ст}$ = 293 К.

При наличии влаги – водяных паров в газе, его плотность определяется по формуле

$$\rho_{вп} = \rho_{ст}\left[1 + \frac{P_{ат} ZTW}{PT_{ст}}\left(\rho_{вп} / \rho_{ст} - P_{вп} / P\right)\right], \tag{25.2}$$

где W – влагосодержание газа при условиях P и T, определяется согласно методам, изложенным в разделе 2.6; $\rho_{вп}$ – плотность насыщенного водяного пара; $P_{вп}$ – давление насыщенного водяного пара.

Таблица 6

Зависимости плотности и давления насыщенного пара воды от температуры

T, К	$P_{вп}$, МПа	$\rho_{вп}$, кг/м^3	T, К	$P_{вп}$, МПа	$\rho_{вп}$, кг/м^3	T, К	$p_{вп}$, МПа	$\rho_{вп}$, кг/м^3
273	0,000611	0,00485	300	0,003564	0,02576	327	0,015002	0,0998
274	0,000656	0,00519	301	0,003778	0,02722	328	0,015740	0,1044
275	0,000706	0,00556	302	0,004004	0,02875	329	0,016509	0,1092
276	0,000757	0,00594	303	0,004241	0,03036	330	0,017311	0,1142
277	0,000804	0,00636	304	0,004491	0,03220	331	0,018146	0,1193
278	0,000882	0,00679	305	0,004753	0,03381	332	0,019015	0,1257
279	0,000934	0,00726	306	0,005029	0,03565	333	0,019917	0,1307
280	0,001001	0,00775	307	0,005318	0,03758	334	0,020859	0,1360
281	0,001072	0,00826	308	0,005622	0,03960	335	0,021839	0,1420
282	0,001147	0,00882	309	0,005940	0,04172	336	0,022849	0,1482
283	0,001227	0,00940	310	0,006274	0,04393	337	0,023909	0,1546
284	0,001312	0,01001	311	0,006624	0,04623	338	0,025007	0,1630
285	0,001401	0,01066	312	0,006991	0,04864	339	0,026144	0,1682
286	0,001496	0,01134	313	0,007375	0,05115	340	0,027243	0,1753
287	0,001597	0,01206	314	0,007777	0,05376	341	0,028557	0,1827
288	0,001704	0,01282	315	0,008198	0,05659	342	0,029832	0,1903
289	0,001817	0,01363	316	0,008639	0,05935	343	0,031156	0,1982
290	0,001936	0,01447	317	0,009099	0,06234	344	0,032529	0,2064
291	0,002062	0,01536	318	0,009582	0,06545	345	0,033960	0,2148
292	0,002196	0,01630	319	0,010085	0,06868	346	0,035431	0,2236
293	0,002337	0,01729	320	0,010612	0,07205	347	0,036961	0,2326
294	0,002485	0,01833	321	0,011169	0,07557	348	0,038550	0,2420
295	0,002642	0,01942	322	0,011735	0,07923	349	0,040187	0,2516
296	0,002807	0,02057	323	0,012335	0,08302	350	0,041894	0,2605
297	0,002982	0,02177	324	0,012960	0,08696	351	0,043649	0,2718
298	0,003166	0,02304	325	0,013612	0,09107	352	0,045473	0,2824
299	0,003360	0,02437	326	0,014293	0,09535	353	0,047356	0,2923

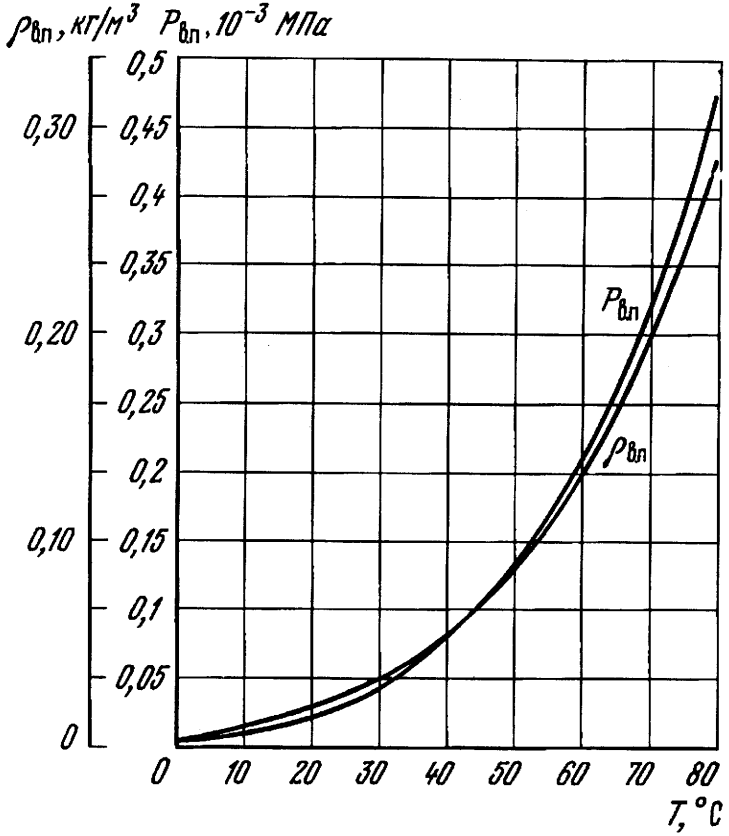


Рис. 7. Зависимости плотности $\rho_{в.п}$ и давления $P_{в.п}$ насыщенного водного пара от температуры

Значения $\rho_{вп}$ и $P_{вп}$ приведены в табл. 6 и показаны на рис. 7. При использовании формулы (25.2) значение Z должно быть определено без учета наличия паров воды в газе.

Величины поправок на плотность сухих газов при различных температурах приведены в табл. 7. Эти поправки на влажность добавляются или вычитаются из плотности сухого газа в зависимости от знака поправок, указанного в табл. 7.

Таблица 7

Поправки к плотности сухого газа на его влажность

Плотность сухого газа, кг/м³	Поправки (в %) при температуре								
	283	288	293	298	303	308	313	318	323 К
0,4	+1,2	+1,5	+2,0	+2,7	+3,4	+5,5	+6,4	+7,0	+8,5
0,5	+0,7	+0,9	+1,2	+1,5	+1,9	+2,4	+2,9	+3,5	+4,3
0,6	+0,4	+0,5	+0,6	+0,7	+0,9	+1,0	+1,2	+1,4	+1,6
0,7	+0,1	+0,1	+0,2	+0,2	+0,2	+0,4	0	–0,1	–0,3
0,8	0	–0,1	–0,1	–0,2	–0,4	–0,6	–0,9	–1,3	–1,7
0,9	–0,2	–0,3	–0,4	–0,6	–0,8	–1,2	–1,6	–2,2	–3,0
1,0	–0,3	–0,4	–0,6	–0,8	–1,1	–1,6	–2,1	–2,9	–3,9

При неизвестном компонентном составе плотность газоконденсатной смеси определяется по формуле

$$\rho_{см} = \frac{\rho_г Q_г + \rho_к Q_к}{Q_г + \alpha Q_к}, \qquad (26.2)$$

где $\rho_г$, $\rho_к$ – плотности отсепарированного газа и конденсата; $Q_г$, $Q_к$ – дебиты газа и конденсата; α – кажущийся объемный коэффициент конденсата при условиях определения плотностей $\rho_{см}$, $\rho_г$, и $\rho_к$.

Значение α определяется по формуле

$$\alpha = 24{,}04\ \rho_к / M_к, \qquad (27.2)$$

где $M_к$ – молекулярная масса конденсата, кг.

В практике расчета часто используется относительная плотность газа по воздуху $\bar{\rho}$, равная отношению плотности газа при P = 0,10 МПа и T = 293 К к плотности воздуха $\rho_{воз}$ при тех же условиях,

$$\bar{\rho} = \rho / \rho_{воз}. \qquad (28.2)$$

Таблица 8

Расчет плотности природного газа

Компоненты газа	Объемное содержание, % x_i	Плотность, ρ_i	$\rho_i x_i$
CH_4	74,10	0,6679	0,4949
C_2H_6	7,48	1,2630	0,0964
C_3H_8	3,37	1,872	0,0630
n-C_4H_{10}	0,76	2,486	0,0188
i-C_4H_{10}	1,68	2,518	0,0423
n-C_5H_{12}	0,57	3,221	0,0183
i-C_5H_{12}	0,32	3,221	0,0103
C_6H_{14}	0,63	3,583	0,0225
N_2	6,09	1,165	0,0709
H_2S	2,00	1,434	0,0286
CO_2	3,00	1,842	0,0552
Σ	100	–	0,9192

Примечание. $\bar{\rho}$ = 0,9192/1,205 = 0,7628.

При P = 760 мм рт.ст. и T = 273 К $\rho_{воз}$ = 1,293 кг/м^3, а при T = 293 К $\rho_{воз}$ = = 1,205 кг/м^3. Учитывая идентичность объемов газа и воздуха при стандартных условиях, относительную плотность можно определить по формуле

$$\bar{\rho} = M / 28{,}96. \qquad (29.2)$$

Пример 1. Рассчитать плотность газа заданного состава при P = 14,71 МПа и T = 303 К. Расчет плотности газа при 293 К и 760 мм рт.ст. по его составу приведен в табл. 8.

По формуле (23.2), принимая Z = 1, получим

$$\rho = 0{,}9192 \cdot \frac{14{,}71 \cdot 293}{0{,}1013 \cdot 303} = 129{,}0 \text{ кг/м}^3.$$

Пример 2. Определить плотность газоконденсатной смеси при следующих исходных данных: плотность газа после сепаратора при 293 К и 760 мм рт.ст. $\rho_г$ = 0,723 кг/м^3 ($\bar{\rho}$ = 0,6), плотность конденсата $\rho_к$ = 740 кг/м^3, содержание конденсата в газе 300 · 10^{-6} м^3/м^3, дебит газа 200 тыс. м^3/сут, молекулярная масса конденсата M = 149 кг/кмоль. Определяем суточный дебит конденсата:

$$Q_к = 0{,}3 \cdot 10^{-3} \cdot 200 \cdot 10^3 = 60 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

По формуле (27.2) рассчитаем

$$\alpha_к = 24 \cdot \frac{740}{149} = 119{,}2.$$

По формуле (26.2) найдем

$$\rho_{см} = \frac{0{,}723 \cdot 200 \cdot 10^3 + 740 \cdot 60}{200 \cdot 10^3 + 119{,}2 \cdot 60} = 0{,}912 \text{ кг/м}^3.$$

2.4. КОЭФФИЦИЕНТ СВЕРХСЖИМАЕМОСТИ ГАЗОВ

Коэффициент сверхсжимаемости газов – это отношение объема υ при заданных значениях P и T к объему этого газа, определенному при идентичных P и T по законам идеального газа $\upsilon_{ид}$. Коэффициент сверхсжимаемости характеризует отклонение объема реального газа от объема "идеального" газа. Уравнение, связывающее основные параметры газа – объем, давление и температуру, называется уравнением состояния газа. Уравнение состояния идеального газа получено из условия отсутствия межмолекулярных взаимодействий и без учета объема самих молекул и имеет вид

$$\upsilon_{ид} = nRT/P, \tag{30.2}$$

где n – число молей газа; R – универсальная газовая постоянная; T – температура газа; P – давление газа.

Из определения коэффициента сверхсжимаемости следует, что

$$Z = \upsilon/\upsilon_{ид}, \tag{31.2}$$

тогда

$$\upsilon = nZRT/P. \tag{32.2}$$

Универсальная газовая постоянная выражает работу одного моля газа при повышении его температуры на один градус и в системе СИ имеет размерность Дж/к моль · град.

Коэффициент сверхсжимаемости газа Z зависит от состава газа, давления и температуры. Значение коэффициента может быть определено графическим и аналитическим способами. Способ определения следует выбирать, исходя из требуемой точности его значения. Наиболее простым способом определения Z является графический. Для определения Z природных газов, содержащих не более 2% мольных высококипящих углеводородов C_{5+}, 2% ароматических углеводородов и около 5% полярных и кислых компонентов, можно использовать графическую зависимость Z от приведенного давления $P_{пр}$ и приведенной температуры $T_{пр}$, показанных на рис. 8, 9. На рис. 10–12 приведены зависимости Z от P и T для N_2, CO_2 и H_2S.

При более высоком содержании в газе высококипящих углеводородов C_{5+} и полярных компонентов коэффициент сверхсжимаемости Z следует определять с учетом ацентричного фактора по формуле

$$Z = Z^{(0)} + \omega_{см} Z^{(1)}, \tag{33.2}$$

где $Z^{(0)}$, $Z^{(1)}$ –коэффициенты, определяемые из графиков зависимостей $Z^{(0)}$ и $Z^{(1)}$ от приведенных параметров $P_{пр}$ и $T_{пр}$, показанных на рис. 13, 14; $\omega_{см}$ – фактор ацентричности, определяемый по известному составу газа по формуле

$$\omega_{см} = \sum_{i=1}^{n} \omega_i x_i, \tag{34.2}$$

где ω_i – фактор ацентричности i-го компонента, определяемый по табличным данным из табл. 2 или по формуле (12.2).

Псевдокритические параметры, необходимые для определения $P_{пр}$ и $T_{пр}$, с помощью которых из графиков находят $Z^{(0)}$ и $Z^{(1)}$, должны быть определены в зависимости от состава газа. Если в газе завышенное количество высококипящих углеводородов и полярных веществ более 5%, то псевдокритические параметры должны быть определены соответственно формулами (6.2), (7.2) и (8.2) – (11.2). При наличии полярных компонентов в газе, в частности сероводорода, воды и т.д., величины $P_{пк}$ и $T_{пк}$ необ-

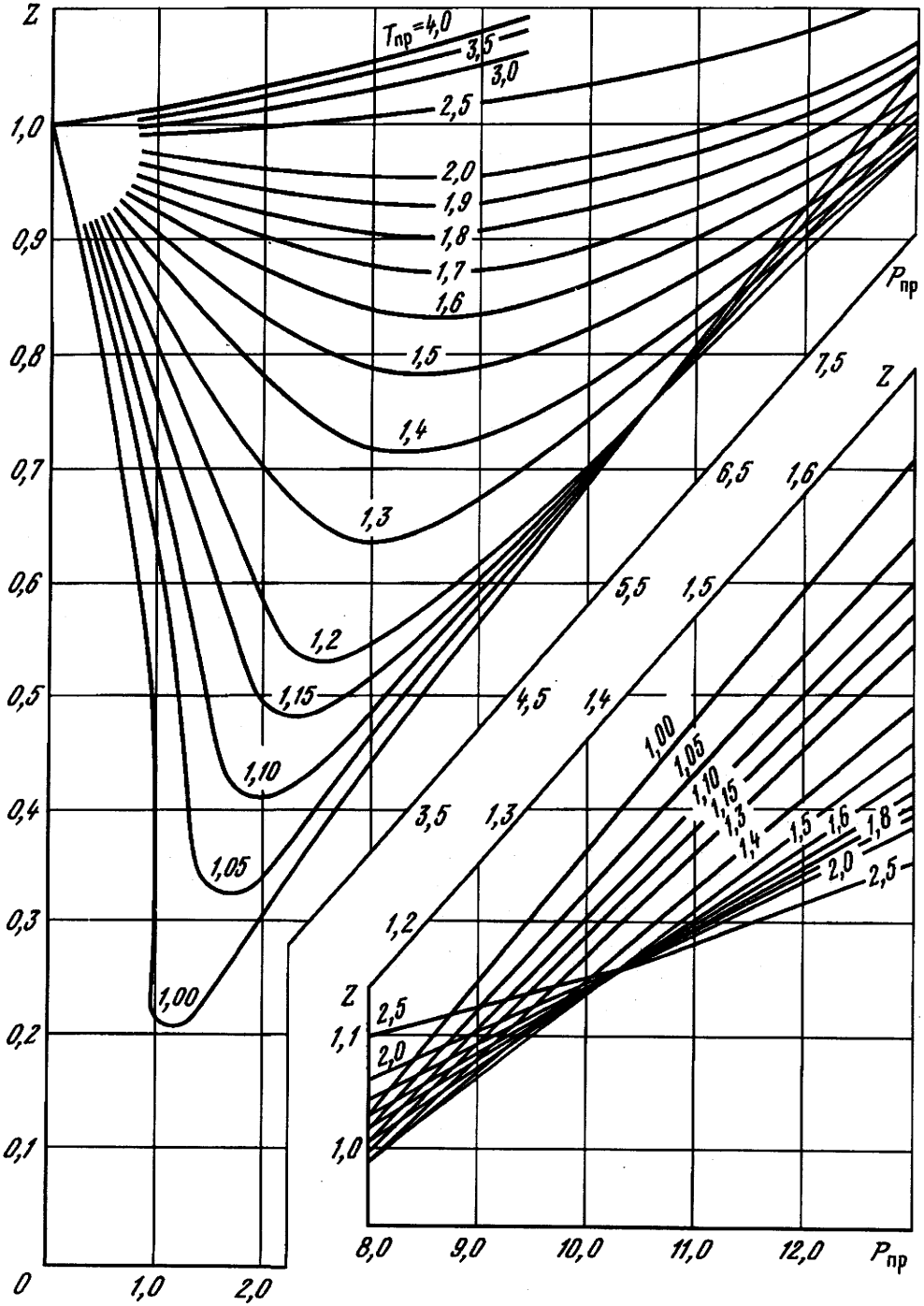


Рис. 8. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости Z метана от приведенных давления и температуры

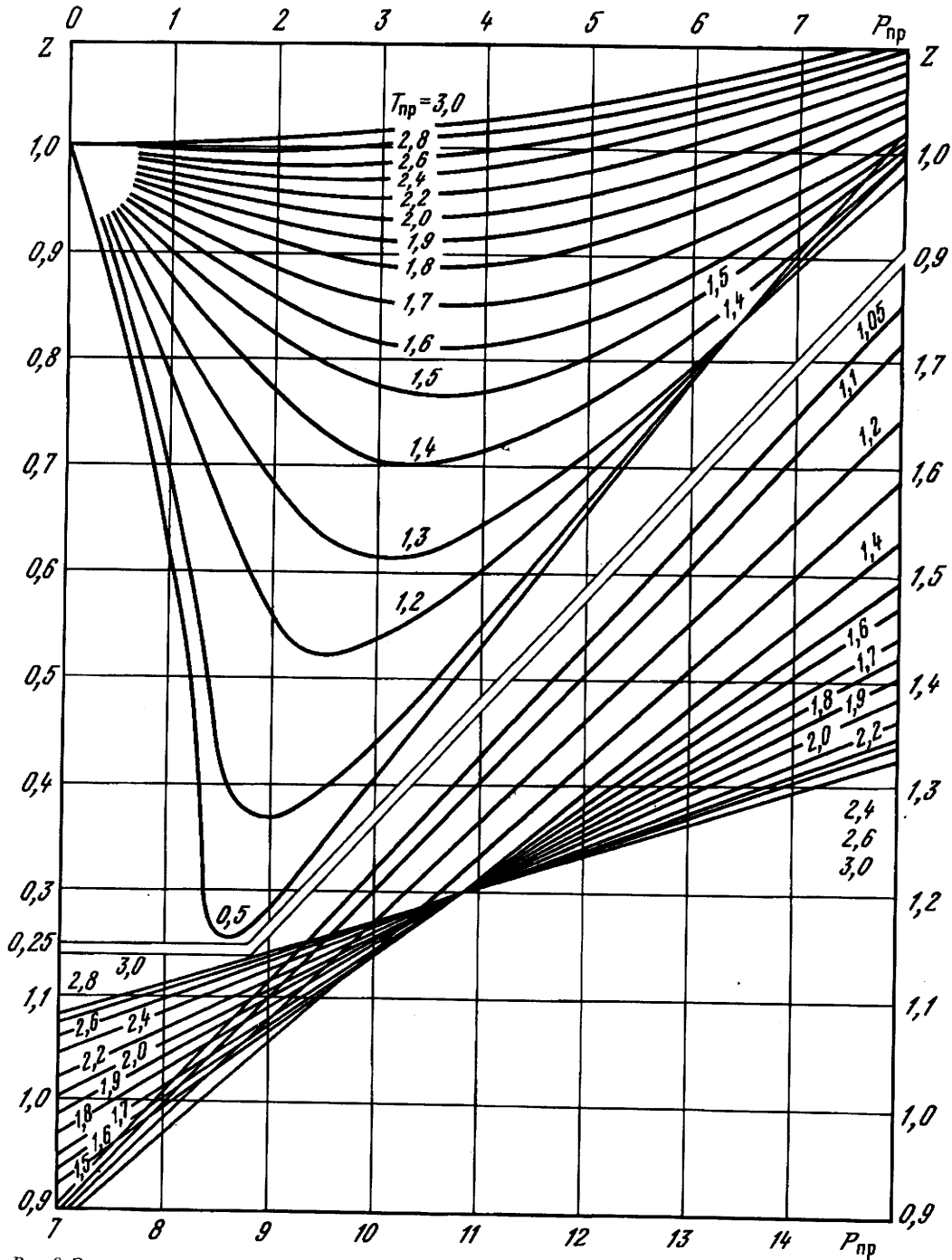


Рис. 9. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости Z природного газа от приведенных давления и температуры

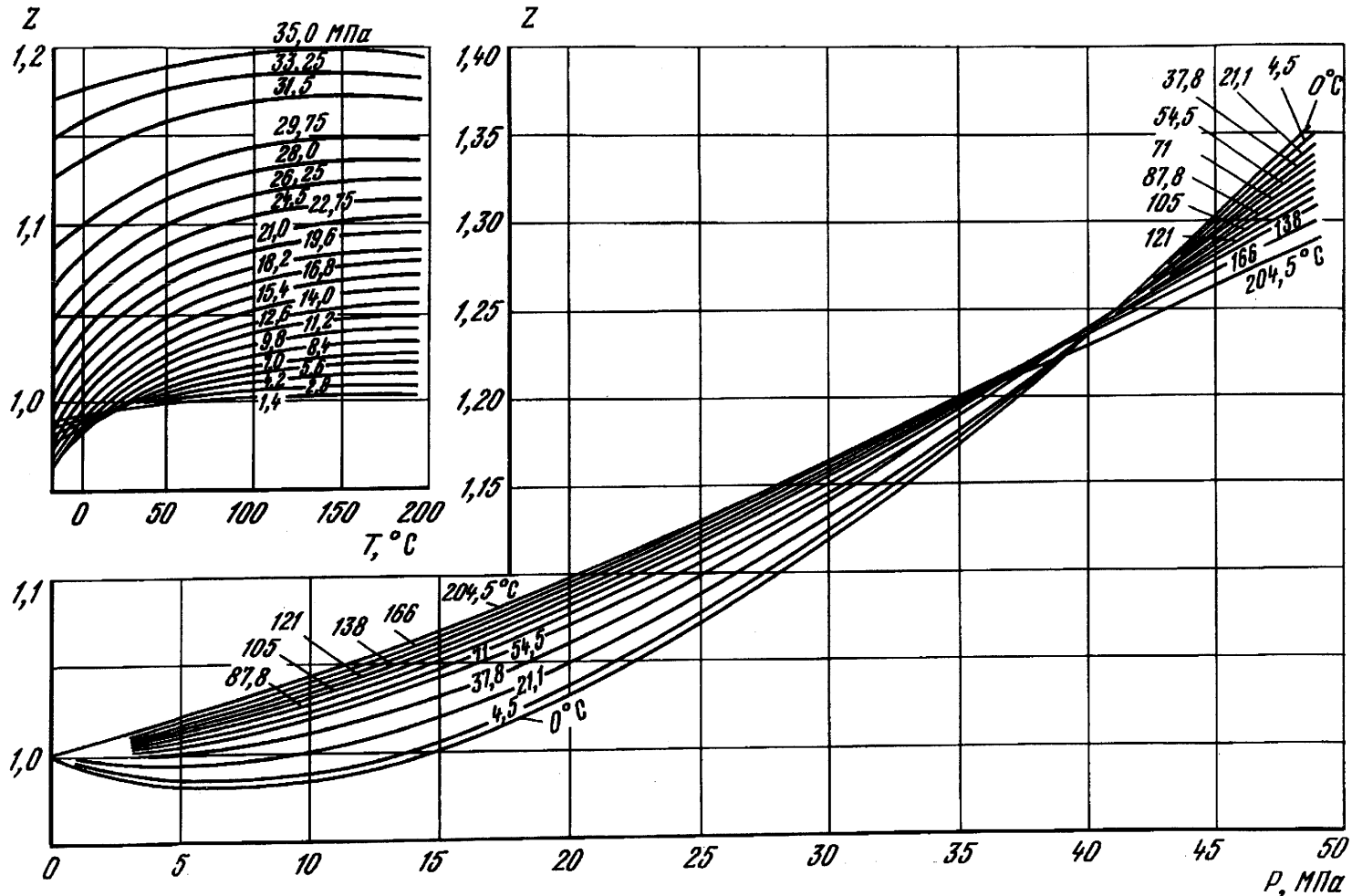


Рис. 10. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости Z азота от давления и температуры

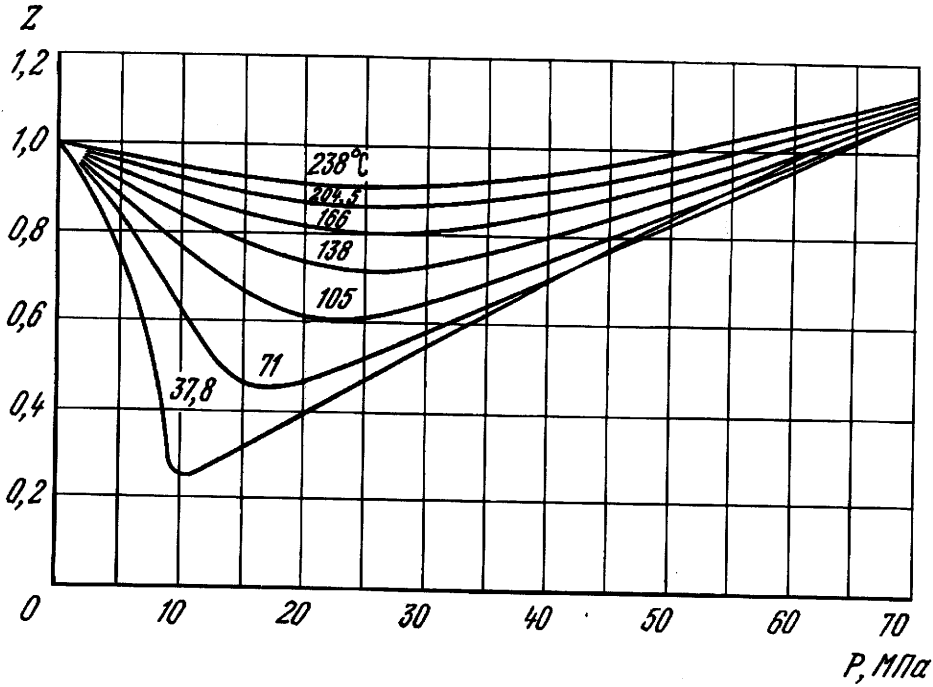


Рис. 11. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости Z углекислого газа от давления и температуры

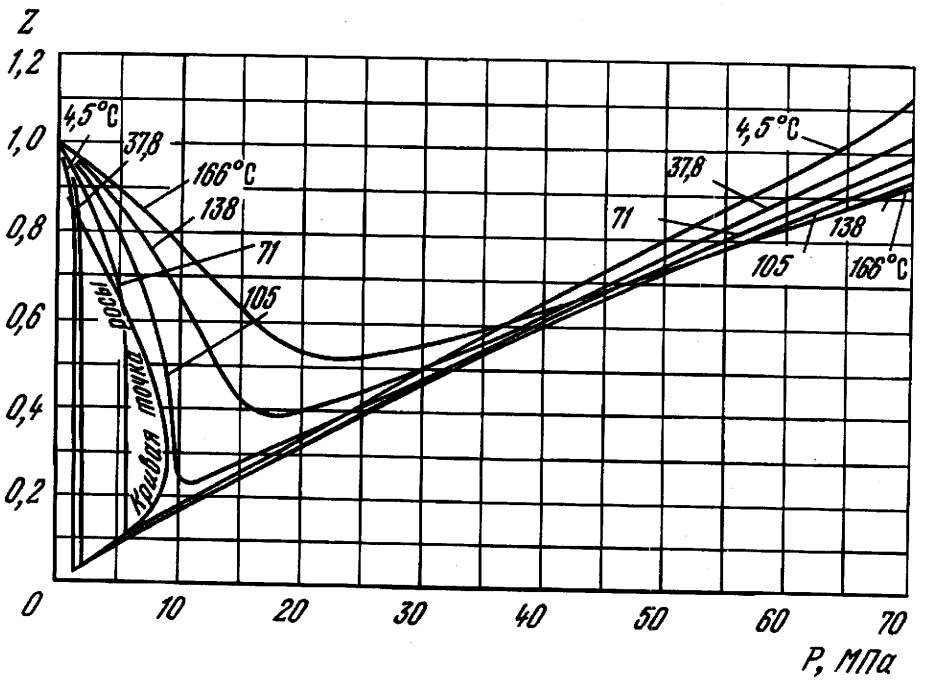


Рис. 12. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости Z сероводорода от давления и температуры

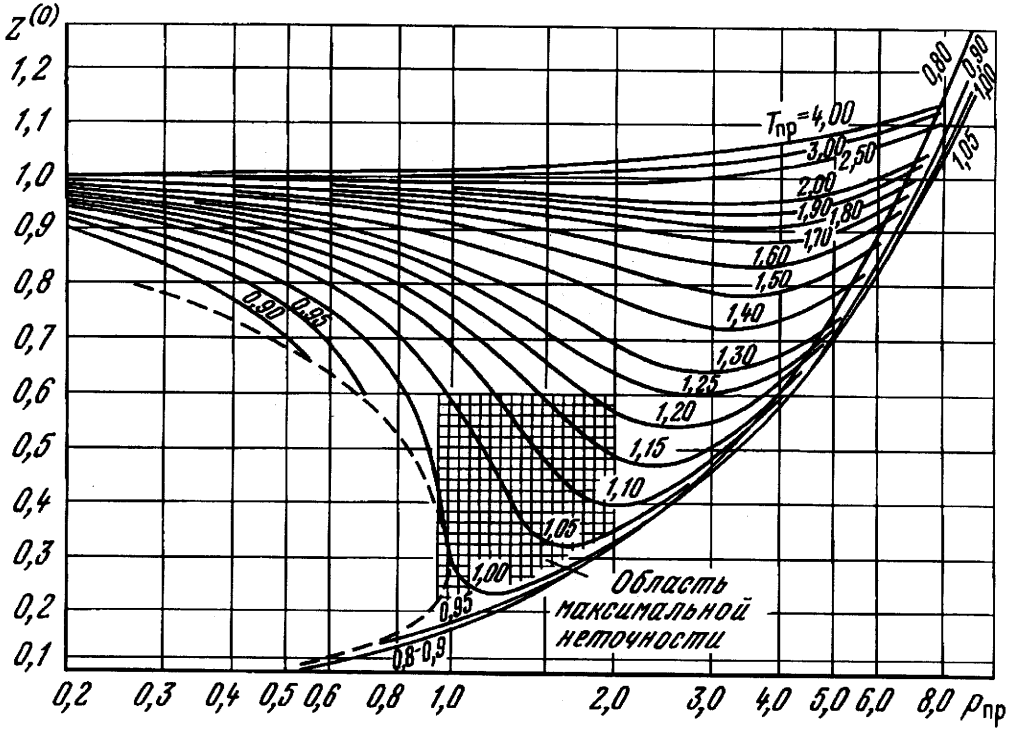


Рис. 13. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости $Z^{(0)}$ простых веществ от приведенных давления и температуры

ходимо определять по формулам

$$P_{\text{пк}} = T_{\text{пк}} \sum_{i=1}^{n} x_i Z_{\text{кi}} / J^2; \quad T_{\text{пк}} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} x_i x_j (T_{\text{кi}} T_{\text{кj}})^{0,5} \left(1 - \xi_{ij}\right)^2, \tag{35.2}$$

$$J^2 = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} x_i x_j \left[0,5\left(Z_{\text{кi}} T_{\text{кi}} / P_{\text{кi}}\right)^{1/3} + 0,5\left(Z_{\text{кj}} T_{\text{кj}} / P_{\text{кj}}\right)^{1/3}\left(1 - \xi_{ij}\right)\right]^3, \tag{36.2}$$

$$\xi_{ij} = 0,25\alpha_i^*\left(\beta_j^*\right)^2\left(T_{\text{кj}} / T_{\text{кi}}\right)^{0,5}, \tag{37.2}$$

где α_i^* – поляризуемость неполярных молекул, определяемая по формуле

$$\alpha_i^* = 2,277 \cdot 10^{-19}(\alpha_i P_{\text{кi}} / Z_{\text{кi}} T_{\text{кi}})\ \text{м}^3; \tag{38.2}$$

α_i – поляризуемость неполярного i-го компонента, определяемая по [15], β_j^* – приведенный электрический момент диполя полярных молекул, определяемый по формуле

$$\beta_j^* = 28,342 \cdot 10^{29}(\beta_j / T_{\text{кj}})(P_{\text{кj}} / Z_{\text{кj}})^{0,5}, \tag{39.2}$$

где β_j – приведенный электрический момент диполя j-й полярной молекулы, значение которого определяется по [15].

Значения коэффициентов $Z^{(0)}$ и $Z^{(1)}$ могут быть вычислены по приближенным

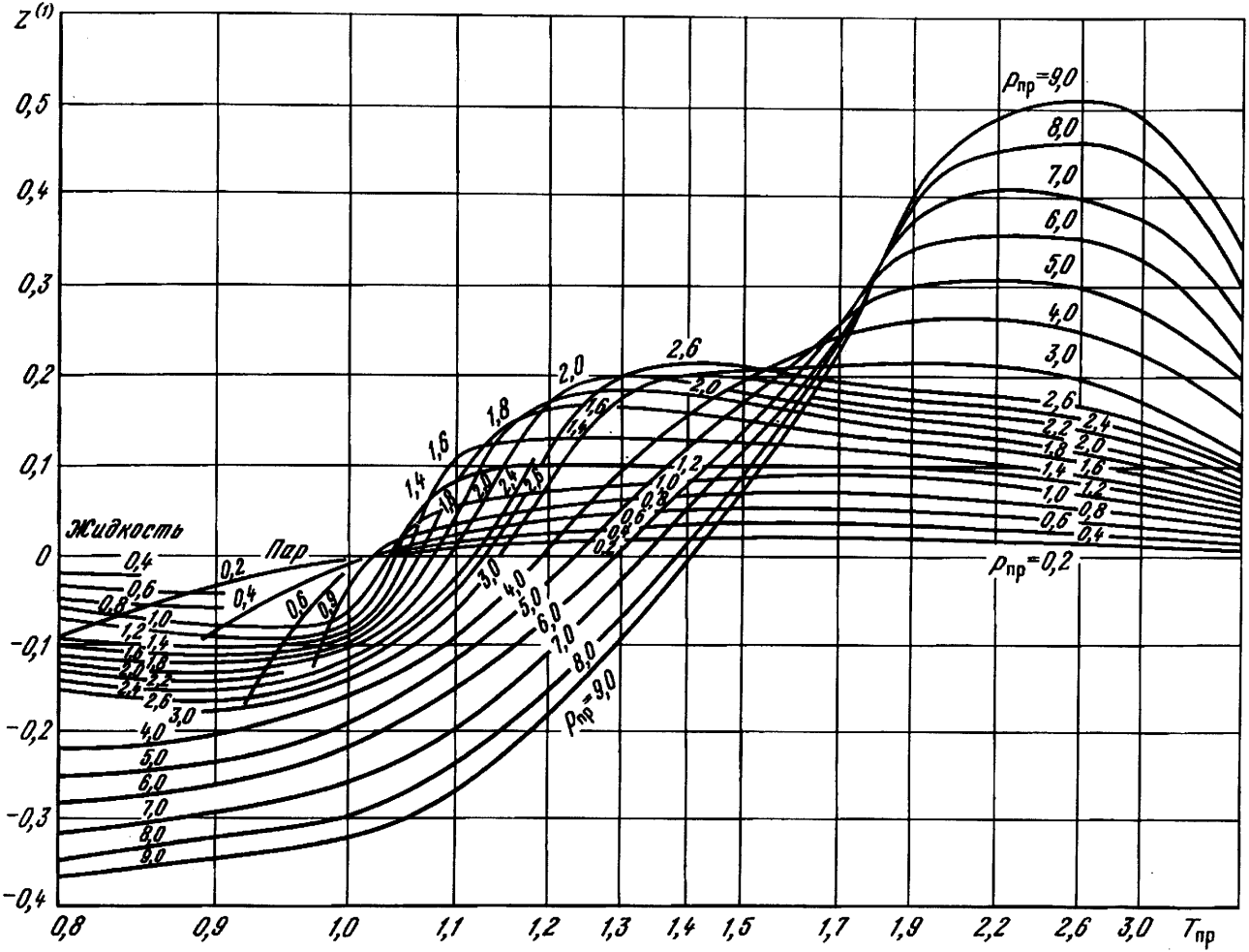


Рис. 14. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости $Z^{(1)}$ несферических молекул от приведенных давления и температуры

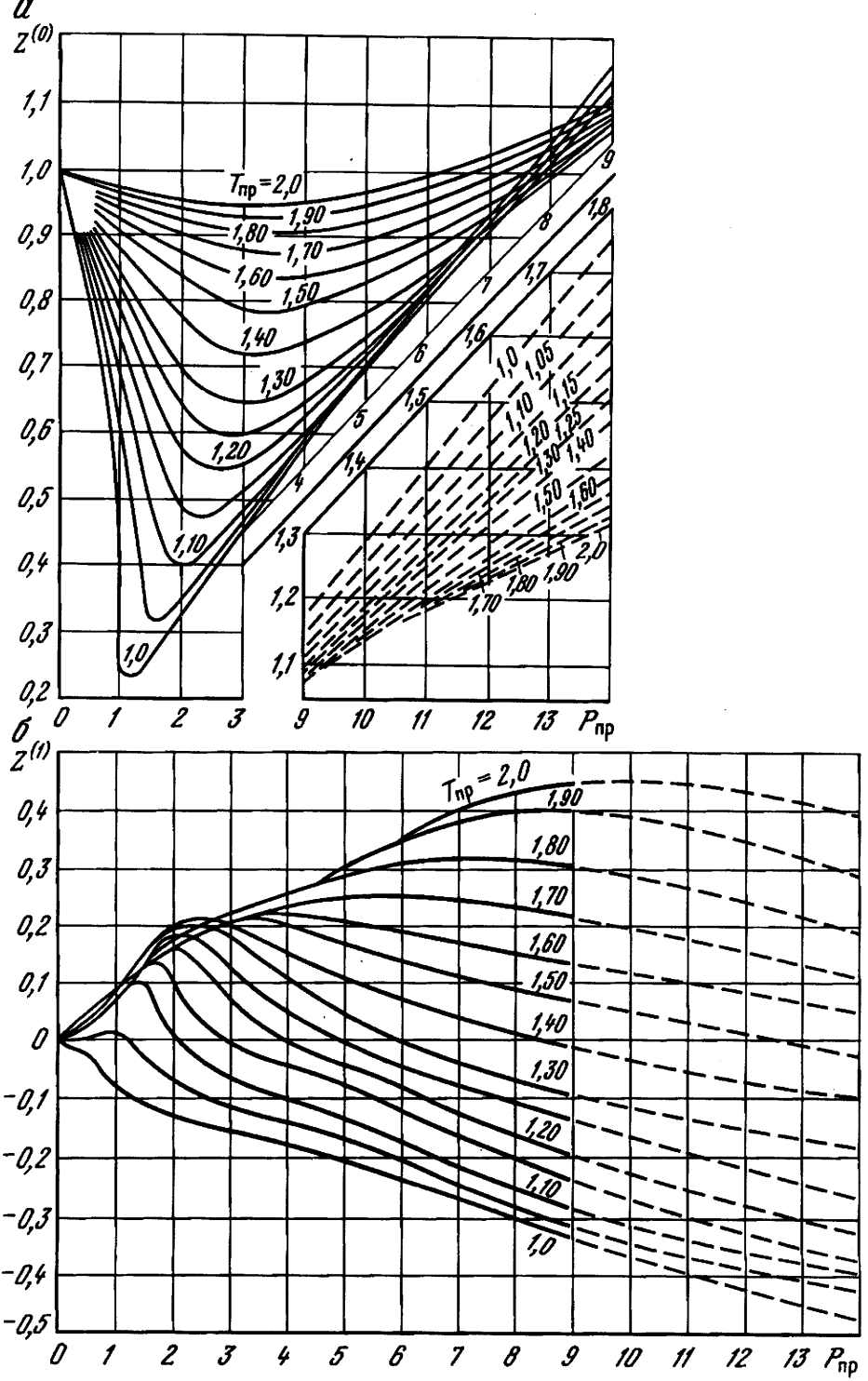


Рис. 15. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости $Z^{(0)}$ (на *а*) и $Z^{(1)}$ (на *б*) со сферической формой молекул (*а*) и с несферической формой молекул (*б*) от приведенных давления и температуры

Таблица 9

Значения коэффициента a_{ij-1} в формуле (40.2)

i	j					
	0	1	2	3	4	5
0	0,986028	0,164611	0,291911	–1,144999	0,609442	0
1	–0,362992	0,582224	0,222584	–0,226665	$-0{,}361378 \cdot 10^{-1}$	–
2	$0{,}119989 \cdot 10^{-1}$	0,210721	$0{,}389290 \cdot 10^{-1}$	$0{,}304513 \cdot 10^{-1}$	–	–
3	$0{,}342341 \cdot 10^{-1}$	$0{,}183026 \cdot 10^{-1}$	$-0{,}685522 \cdot 10^{-2}$	–	–	–
4	$-0{,}684662 \cdot 10^{-2}$	$-0{,}246605 \cdot 10^{-3}$	–	–	–	–
5	$0{,}387380 \cdot 10^{-3}$	–	–	–	–	–

Таблица 10

Значения коэффициента b_{ij-1} в формуле (41.2)

i	j					
	0	1	2	3	4	5
0	–0,328373	0,666710	$0{,}601826 \cdot 10^{-2}$	$-0{,}866196 \cdot 10^{-2}$	$0{,}560253 \cdot 10^{-2}$	0
1	0,350508	$-0{,}188771 \cdot 10^{-1}$	–0,149765	$-0{,}151139 \cdot 10^{-1}$	$0{,}757125 \cdot 10^{-3}$	–
2	–0,171917	$0{,}177251 \cdot 10^{-1}$	0,107350	$0{,}442447 \cdot 10^{-2}$	–	–
3	0,248316	–0,618610	$-0{,}175277 \cdot 10^{-1}$	–	–	–
4	–0,133605	$0{,}710867 \cdot 10^{-1}$	–	–	–	–
5	$0{,}196087 \cdot 10^{-1}$	–	–	–	–	–

формулам, описывающим графические зависимости, показанные на рис. 15, *а, б*:

$$Z^{(0)} = \sum_{i=0}^{5} \sum_{j=1}^{5} a_{ij-1} P_{\text{пр}}^{i} (\ln T_{\text{пр}})^{j-i}, \tag{40.2}$$

$$Z^{(1)} = \sum_{i=0}^{5} \sum_{j=1}^{5} b_{ij-1} T_{\text{пр}}^{i} (\ln P_{\text{пр}})^{j-i}, \tag{41.2}$$

где a_{ij-1}, b_{ij-1} – коэффициенты, определяемые по табличным данным, значения которых приведены в табл. 9 и 10.

Если в газе содержится более 5% CO_2, то значение Z должно быть рассчитано следующим образом:

– по формулам (3.2) вычисляют псевдокритические давление $P_{\text{пк}}$ и температуру $T_{\text{пк}}$;

– вычисляется фактор ацентричности смеси $\omega_{\text{см}}$, исключая из нее CO_2, по формуле

$$\omega_{\text{угл}} = \sum_{i=1}^{n-1} x_i \omega_i \Big/ \sum_{i=1}^{n-1} x_i; \tag{42.2}$$

– по известной величине $\omega_{\text{угл}}$ и концентрации CO_2 в газе из графика, показанного на рис. 16, *а* и *б*, определяется величина ε, являющейся температурной поправкой для используемой при расчетах псевдокритической температуры. При наличии в газе CO_2 и H_2S значение ε может быть рассчитано и по формуле

$$\varepsilon = 528\omega_{\text{угл}}(A - A^2) + 5(B^{0,5} - B^2), \tag{43.2}$$

где A – суммарные мольные доли CO_2 и H_2S в газе; B – мольная доля H_2S.

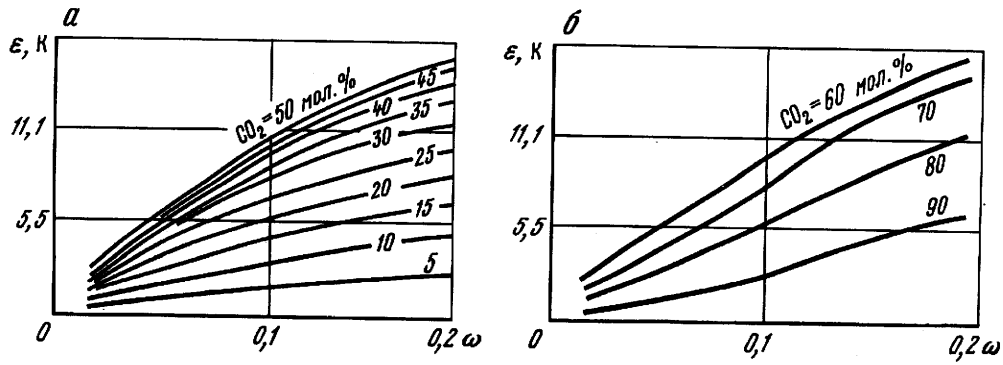


Рис. 16. Зависимость псевдокритической температурной поправки ε от концентрации в смеси CO_2 и фактора ацентричности ω

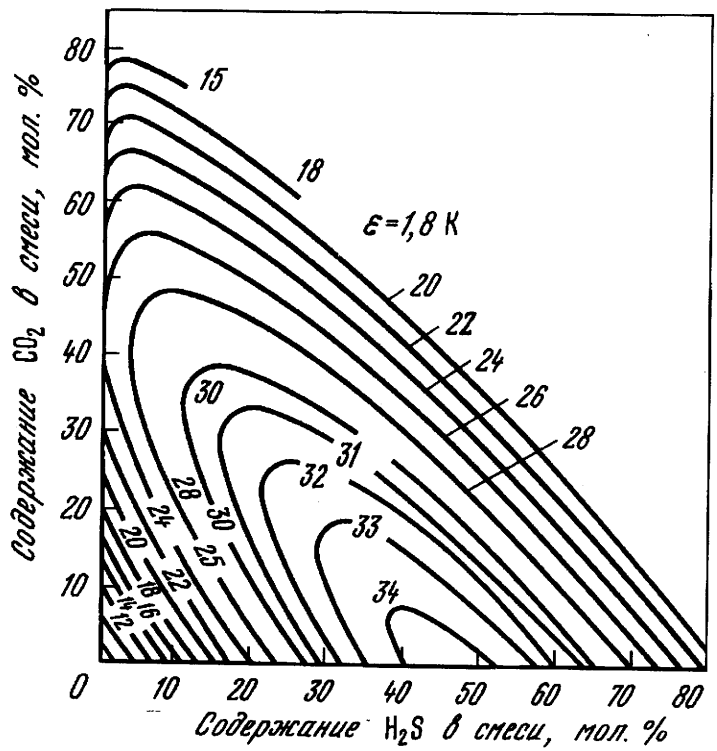


Рис. 17. Зависимость псевдокритической температурной поправки ε от концентрации в смеси CO_2 и H_2S

Зная $P_{пк}$, $T_{пк}$ и ω, вычисляют новые псевдокритические параметры:

$$P^*_{пк} = P_{пк}T^*_{пк} / T_{пк}; \quad T^*_{пк} = T_{пк} - \varepsilon. \tag{44.2}$$

По известным величинам заданных P и T и вычисленным $P^*_{пк}$ и $T^*_{пк}$ рассчитывают приведенные параметры:

$$P_{пр} = P / P^*_{пк}; \quad T_{пр} = T / T^*_{пк}. \tag{45.2}$$

Используя графики, показанные на рис. 15, *а* и *б*, определяют $Z^{(0)}$ и $Z^{(1)}$, а затем, используя формулу (33.2), вычисляют значение Z.

Таблица 11

Значения коэффициента C_{ij} в формуле (53.2)

Компоненты газа	C_{ij}					
	N_2	CO_2	H_2S	CH_4	C_2H_6	C_3H_8
N_2	0	0	0,130	0,025	0,010	0,090
CO_2	–	0	0,135	0,105	0,130	0,125
H_2S	–	–	0	0,070	0,085	0,080
CH_4	–	–	–	0	0,005	0,010
C_2H_6	–	–	–	–	0	0,005
C_3H_8	–	–	–	–	–	0
n - C_4H_{10}	–	–	–	–	–	–
n - C_5H_{12}	–	–	–	–	–	–
n - C_6H_{14}	–	–	–	–	–	–
n - C_7H_{16}	–	–	–	–	–	–
n - C_8H_{18}	–	–	–	–	–	–
n - C_9H_{20}	–	–	–	–	–	–
n - $C_{10}H_{22}$	–	–	–	–	–	–

При наличии в газе CO_2 и H_2S коэффициент сверхсжимаемости Z определяется аналогичным образом, с той лишь разницей, что при вычислении фактора ацентричности $\omega_{угл}$ по формуле (42.2) из состава газа исключается не только CO_2, но и H_2S.

Если для определения газов, содержащих кислые компоненты, т.е. CO_2 и H_2S, используются графики, показанные на рис. 4, то последовательность расчета выполняется следующим образом:

– по формулам (3.2) рассчитываются значения $P_{пк}$ и $T_{пк}$;

– по графикам из рис. 17 находят поправочный коэффициент ε;

– вычисляются новые псевдокритические параметры по формулам

$$P^*_{пк} = P_{пк}T^*_{пк} / \left[T_{пк} + x_{H_2S}\left(1 - x_{H_2S}\right)\varepsilon\right], \tag{46.2}$$

где x_{H_2S} – мольная доля сероводорода в смеси;

$$T^*_{пк} = T_{пк} - \varepsilon. \tag{47.2}$$

Используя формулу (45.2), рассчитывают величины $P_{пр}$ и $T_{пр}$, а затем по этим приведенным параметрам из рис. 15 находят коэффициенты сверхсжимаемости $Z^{(0)}$ и $Z^{(1)}$. По известным $Z^{(0)}$ и $Z^{(1)}$ вычисляют Z.

Для более точных расчетов коэффициент сверхсжимаемости природных газов Z должен быть определен по кубическим уравнениям состояния газов, наиболее широкое распространение среди которых получили уравнения Соаве, Редлика–Квонга, Пенга–Робинсона. Кроме кубических уравнений состояния, предложены также многоконстантные вириальные уравнения состояния, к которым относятся уравнения Бенедикта–Вебба–Рубина, Старлинга и др. Для этих методов расчета присутствие в газе кислых компонентов практически не влияет на величину погрешности при определении Z, если расчеты ведутся с учетом коэффициентов взаимодействия.

Для определения коэффициента сверхсжимаемости Z кубические уравнения состояния решаются относительно Z. Имеющее достаточно высокую точность уравнение Редлиха–Квонга для определения Z записывается в виде

$$Z^3 - Z^2 + Z\left[a_{см} + b^2_{см}P - b_{см}\right]P - a_{см}b_{см}P^2 = 0, \tag{48.2}$$

C_{ij}

n - C_4H_{10}	n - C_5H_{12}	n - C_6H_{14}	n - C_7H_{16}	n - C_8H_{18}	n - C_9H_{20}	n - $C_{10}H_{22}$
0,095	0,100	0,110	0,115	0,120	0,120	0,123
0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115
0,075	0,070	0,060	0,060	0,060	0,060	0,055
0,025	0,030	0,030	0,035	0,040	0,040	0,045
0,010	0,010	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
0	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
0	0,005	0,005	0	0,005	0,005	0,005
–	0	0	0	0	0	0
–	–	0	0	0	0	0
–	–	–	0	0	0	0
–	–	–	–	0	0	0
–	–	–	–	–	0	0
–	–	–	–	–	–	–

где

$$a_{см} = \Sigma x_i a_i; \quad b_{см} = \Sigma x_i b_i; \tag{49.2}$$

$$a_i = 0,4275 R^2 T_{кi}^{2,5} / T^{2,5} P_{кi}; \quad b_i = 0,0867 R T_{кi} / P_{кi}. \tag{50.2}$$

Уравнение (48.2) дает искомую точность для газообразных компонентов и их смесей. Наличие в смеси компонентов в жидком состоянии, а также молекул различного строения резко увеличивает погрешность расчетов.

Повышение точности величины Z при этом возможно путем введения поправки ΔZ на Z, определенной по формуле (33.2).

Наиболее точно коэффициент сверхсжимаемости Z определяется из уравнения состояния Пенга–Робинсона, имеющего относительно Z вид

$$Z^3 - (1-A)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0, \tag{51.2}$$

где $A = aP / R^2 T; \quad B = bP / RT;$ (52.2)

$$a = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} x_i x_j \left(1 - C_{ij}\right)\left(a_i a_j\right)^{0,5}; \quad b = \sum_{i=1}^{n} x_i b_i, \tag{53.2}$$

$$a_i = 0,45724 R^2 T_{кi}^2 \alpha_i / P_{кi}; \quad b_i = 0,0778 R T_{кi} / P_{кi}, \tag{54.2}$$

$$\alpha_i = \left[1 + m_i\left(1 - T_{прi}^{0,5}\right)\right]^2; \quad m_i = 0,37464 + 1,54226\omega_i - 0,26992\omega_i^2. \tag{55.2}$$

Значения коэффициента C_{ij} в формуле (53.2) приведены в табл. 11.

Пример 1. Рассчитать коэффициент сверхсжимаемости газа при P = 14,71 МПа и T = 303 К. Состав газа приведен в табл. 8

Определим критические параметры газа:

$P_{кр}$ = 4,67 МПа; $T_{кр}$ = 218,4 К.

Найдем приведенные параметры:

$P_{пр}$ = 14,71/4,67 = 3,1; $T_{пр}$ = 303/218,4 = 1,388.

По графику рис. 9 для полученных $P_{пр}$ и $T_{пр}$ находим Z = 0,7.

Таблица 12

Определение фактора ацентричности природного газа

Состав газа	Содержание, доли ед.	ω_i	$x_i\omega_i$
CH_4	0,7410	0,0104	0,007710
C_2H_6	0,0748	0,0986	0,007375
C_3H_8	0,0338	0,1524	0,005135
i - C_4H_{10}	0,0076	0,1849	0,001405
n - C_4H_{10}	0,0163	0,1010	0,003376
i - C_5H_{12}	0,0057	0,2223	0,001267
n - C_5H_{12}	0,0032	0,2539	0,000812
C_6H_{14}	0,0063	0,3007	0,001894
N_2	0,0609	0,0400	0,002436
H_2S	0,0200	0,1000	0,002000
CO_2	0,0300	0,3310	0,006930
Σ	–	–	0,04034

Пример 2. Рассчитать коэффициент сверхсжимаемости газа при P = 14,71 МПа и T = 303 К. Состав газа приведен в табл. 12.

По табл. 12 находим фактор ацентричности газа данного состава по формуле (34.2); ω = 0,04034; расчет ω приведен в табл. 12.

Определяем критические параметры газа способами, описанными в п. 2.2.; для данного примера $P_{кр}$ = 4,67 МПа, $T_{кр}$ = 218,4 К.

Рассчитываем приведенные параметры:

$P_{пр}$ = 14,71/4,67 = 3,1; $T_{пр}$ = 303/218,4 = 1,39.

Для полученных $P_{пр}$, $T_{пр}$ по рис. 13–15 находим $Z^{(0)}$ и $Z^{(1)}$: $Z^{(0)}$ = 0,71; $Z^{(1)}$ = 0,195.

Находим коэффициент сверхсжимаемости газа по формуле (33.2):

$Z = 0{,}715 + 0{,}4034 \cdot 0{,}195 = 0{,}723.$

Пример 3. Определить аналитическим способом Z при 303 K и 14,71 МПа для газа следующего состава: CH_4 – 0,92; C_2H_6 – 0,06; C_3H_8 – 0,02.

По формулам (50.2) рассчитываем a_i и b_i для каждого компонента.

По формулам (49.2) определяем коэффициенты $a_{см}$ и $b_{см}$:

$a_{см} = 0{,}05715; \quad b_{см} = 0{,}001228.$

Составляем уравнение

$$Z^3 - Z^2 + 0{,}272Z - 0{,}0905 = 0.$$

Решаем уравнение относительно Z. В данном случае получается один действительный корень Z = 0,8006.

В связи с тем что при решении получаются корни третьей степени, расчеты необходимо проводить до шести десятичных знаков.

2.5. ВЯЗКОСТЬ ГАЗА

Вязкость – физическое свойство вещества, которое проявляется при движении и характеризует сопротивляемость скольжению и сдвигу одной части относительно другой. Величина силы внутреннего трения между двумя движущимися слоями пропорциональна площади соприкосновения этих слоев и изменению скорости движения в направлении, перпендикулярном плоскости соприкосновения слоев. Коэффициент пропорциональности между силой внутреннего трения и произведением площади на изменение скорости движения называется коэффициентом динамической вязкости. Размерность коэффициента динамической вязкости: сила · время/(длина)^2, т.е. $Н \cdot с/м^2$ или Па · с.

Динамический коэффициент вязкости, отнесенный к плотности вещества при тех же условиях, называется кинематическим коэффициентом вязкости и имеет размерность (длина)^2/время, т.е. $м^2/с$.

Коэффициент вязкости газа зависит от давления, температуры и состава газа. Методы определения коэффициента динамической вязкости газовых и газоконденсатных смесей основаны на использовании принципов соответственных состояний.

На рис. 18 приведены зависимости для определения коэффициента приведенной динамической вязкости $\mu_{пр}$ природных газов при различных давлениях и температурах.

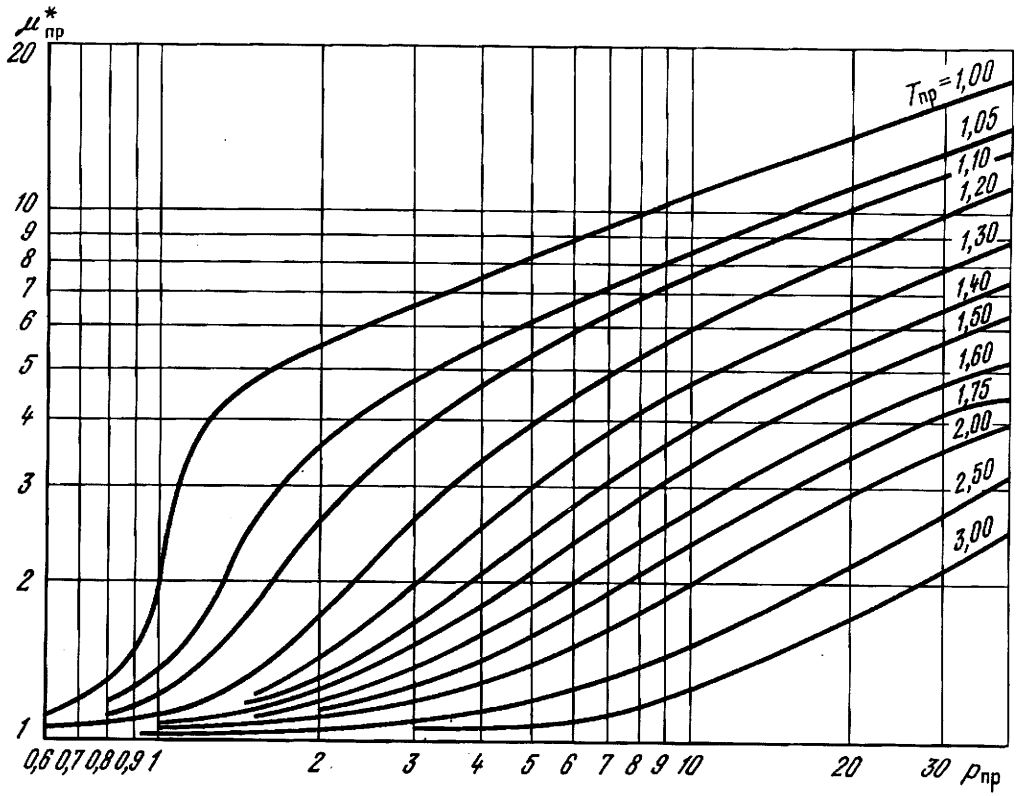


Рис. 18. Зависимость приведенной вязкости μ* от приведенных давления и температуры

Величина $\mu^*_{пр}$ определяется по формуле

$$\mu^*_{пр} = \mu(P,T) / \mu_{ат}(P_{ат},T), \tag{56.2}$$

где $\mu_{ат}$ – коэффициент вязкости данного газа при атмосферном давлении $P_{ат}$ = 0,10 МПа и заданной температуре и определяется по формуле

$$\mu_{ат} = \sum_{i=1}^{n} \mu_i x_i M_i^{0,5} / \sum_{i=1}^{n} x_i M_i^{0,5}, \tag{57.2}$$

где μ_i – коэффициент динамической вязкости i-го компонента при заданной температуре и атмосферном давлении.

Величина $\mu_{iат}$ определяется из графика, показанного на рис. 19, или по формуле

$$\mu_{iат} = 0,002669\sqrt{M_i T} / \sigma_i^2 \Omega_{\mu_{iат}}, \tag{58.2}$$

где M_i – молекулярная масса i-го компонента; $\Omega_{\mu_{iат}}$ – интеграл столкновений; T – температура газа; σ_i – параметр потенциалов.

Значения констант σ_i и $\Omega_{\mu_{iат}}$ находят по табл. 2 и 14 по известному компонентному составу газа. Для нахождения $\Omega_{\mu_{iат}}$ сначала вычисляют величину

$$T_i^* = T / (\varepsilon / k)_i. \tag{59.2}$$

Величина (ε/k) дана в табл. 2. Для неполярных компонентов $\delta = 0$. Значения $\Omega_{\mu_{iат}}$ в зависимости от T^* приведены в табл. 13 и 14.

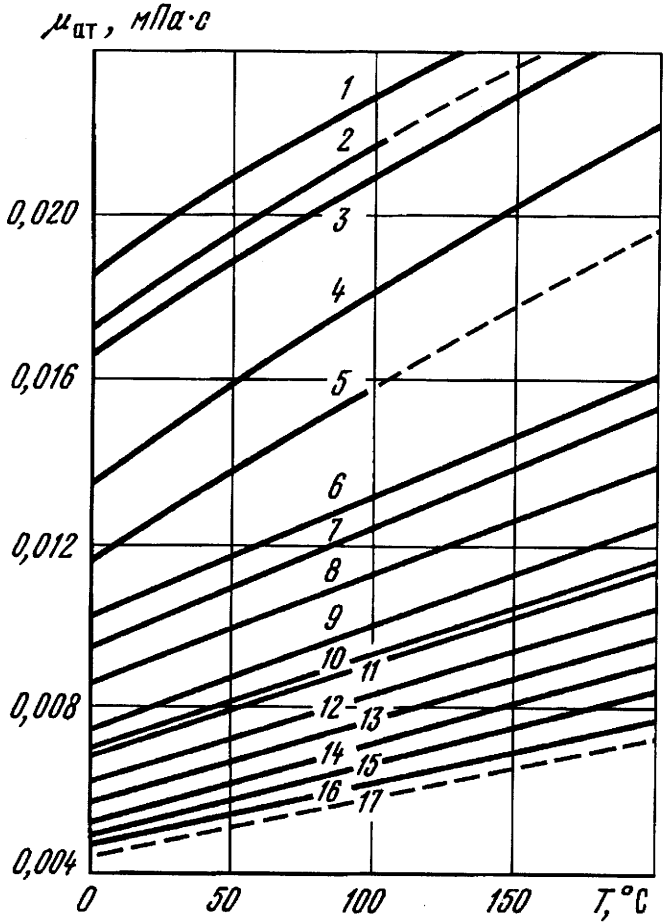


Рис. 19. Зависимость вязкости газов $\mu_{ат}$ от температуры при атмосферном давлении

1 – гелий; *2* – воздух; *3* – азот; *4* – углекислый газ; *5* – сероводород; *6* – метан; *7* – этилен; *8* – этан; *9* – пропан; *10* – *i*-бутан; *11* – *n*-бутан; *12* – *n*-пентан; *13* – *n*-гексан; *14* – *n*-гептан; *15* – *n*-октан; *16* – *n*-нонан; *17* – *n*-декан

Пример. Определить вязкость метана при P = 0,1 МПа и T = 340 К. Согласно табл. 2, M = 16,042, σ = 3,808, δ = 0 и ε/k = 140. Тогда T^* = 340/140 = 2,43. Из табл. 14 для T^* = 2,43 находим $\Omega_{\mu_{iат}} = 1{,}103$. Используя формулу (58.2), вычисляем

$$\mu_{ат} = 0{,}002669\sqrt{16{,}042 \cdot 340} \,/\, 3{,}808^2 \cdot 1{,}103 = 0{,}0123 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

Если в составе газа присутствуют неуглеводородные компоненты, то их влияние на величину $\mu_{ат}$ учитывается введением соответствующих поправок, зависящих от объемной концентрации неуглеводородных компонентов в смеси и от относительной плотности этой смеси при атмосферном давлении. Если вязкость газовой смеси $\mu_{ат}$ определена из графика зависимости $\mu_{ат}$ от относительной плотности $\bar{\rho}$, показанной на рис. 20, то значения поправок на вязкость неуглеводородных компонентов должны быть вычтены из величины $\mu_{ат}$. Значения поправок на присутствие в газе неуглеводородных компонентов могут быть вычислены аналитически по формулам

$$\mu_{N_2} = \left[\left(0{,}07132 x_{N_2}^{0,5} - 0{,}09011\right)\rho^{-0,25} + \left(0{,}02379 - 0{,}01996 x_{N_2}^{0,5}\right)\right] \cdot 10^{-6}, \qquad (60.2)$$

Таблица 13

Значения интеграла столкновений $\Omega_{\mu_{iat}}$ для полярных компонентов

T^*	δ							
	0	0,25	0,50	0,75	1,00	1,50	2,00	2,50
0,1	4,1005	4,2660	4,833	5,742	6,739	8,624	10,340	11,890
0,2	3,2626	3,3050	3,516	3,914	4,439	5,570	6,637	7,618
0,3	3,8399	2,8360	2,936	3,168	3,511	4,329	5,126	5,874
0,4	2,5310	2,5220	2,586	2,749	3,004	3,640	4,282	4,985
0,5	2,2837	2,2770	2,329	2,460	2,665	3,187	3,723	4,249
0,6	2,0838	2,0810	2,130	2,243	2,417	2,862	3,329	3,786
0,7	1,9220	1,9240	1,970	2,072	2,225	2,614	3,028	3,435
0,8	1,7902	1,7950	1,840	1,934	2,070	2,417	2,788	3,260
0,9	1,6823	1,6890	1,733	1,820	1,944	2,258	2,596	2,933
1,0	1,5929	1,6010	1,644	1,725	1,838	2,124	2,435	2,746
1,2	1,4551	1,4650	1,504	1,574	1,670	1,913	2,181	2,451
1,4	1,3551	1,3650	1,400	1,461	1,544	1,754	1,989	2,228
1,6	1,2800	1,2890	1,321	1,374	1,447	1,630	1,838	2,053
1,8	1,2219	1,2310	1,259	1,306	1,370	1,532	1,718	1,912
2,0	1,1757	1,1840	1,209	1,251	1,307	1,451	1,618	1,715
2,5	1,0933	1,1000	1,119	1,150	1,193	1,304	1,435	1,578
3,0	1,0388	1,0440	1,059	1,083	1,117	1,204	1,310	1,428
3,5	0,9986	1,0040	1,016	1,035	1,062	1,133	1,220	1,319
4,0	0,9699	0,9732	0,9830	0,9991	1,021	1,079	1,153	1,236
5,0	0,9268	0,9291	0,9360	0,9473	0,9628	1,005	1,058	1,121
6,0	0,8917	0,8979	0,9030	0,9114	0,9230	0,9545	0,9955	1,044
7,0	0,8727	0,8741	0,8780	0,8845	0,8935	0,9181	0,9505	0,989
8,0	0,8538	0,8549	0,8580	0,8632	0,8703	0,8901	0,9164	0,948
9,0	0,8379	0,8338	0,8414	0,8456	0,8515	0,8678	0,8895	0,916
10,0	0,8243	0,8251	0,8273	0,8308	0,8356	0,8493	0,8676	0,890
12,0	0,8018	0,8024	0,8039	0,8065	0,8101	0,8201	0,8337	0,850
14,0	0,7836	0,7840	0,7852	0,7872	0,7899	0,7976	0,8081	0,821
16,0	0,7683	0,7687	0,7696	0,7712	0,7790	0,7730	0,7878	0,798
18,0	0,7552	0,7554	0,7562	0,7575	0,7592	0,7642	0,7711	0,780
20,0	0,7346	0,7435	0,7445	0,7455	0,7470	0,7512	0,7569	0,764
25,0	0,7198	0,7200	0,7204	0,7211	0,7221	0,7250	0,7289	0,734
30,0	0,7010	0,7011	0,7014	0,7019	0,7026	0,7047	0,7076	0,711
35,0	0,6854	0,6855	0,6858	0,6861	0,6867	0,6883	0,6905	0,693
40,0	0,6723	0,6724	0,6726	0,6728	0,6733	0,6745	0,6762	0,678
50,0	0,6510	0,6510	0,6512	0,6513	0,6516	0,6524	0,6534	0,655
75,0	0,6140	0,6241	0,6143	0,6145	0,6147	0,6148	0,6148	0,615
100,0	0,5887	0,5889	0,5894	0,5900	0,5903	0,5901	0,5895	0,588

Таблица 14

Значения интеграла столкновений $\Omega_{\mu_{iat}}$ при различных T^* для неполярных компонентов

T^*	$\Omega_{\mu_{iat}}$	T^*	$\Omega_{\mu_{iat}}$	T^*	$\Omega_{\mu_{iat}}$	T^*	$\Omega_{\mu_{iat}}$
0,30	2,785	1,35	1,375	2,80	1,058	4,90	0,930
0,35	2,628	1,40	1,353	2,90	1,048	5,00	0,927
0,40	2,492	1,45	1,333	3,00	1,039	6,00	0,896
0,45	2,368	1,50	1,314	3,10	1,030	7,00	0,877
0,50	2,257	1,55	1,296	3,20	1,022	8,00	0,854
0,55	2,156	1,60	1,279	3,30	1,014	9,00	0,838
0,60	2,065	1,65	1,264	3,40	1,007	10,0	0,824
0,65	1,982	1,70	1,248	3,50	0,999	20,0	0,743
0,70	1,908	1,75	1,234	3,60	0,993	30,0	0,700
0,75	1,841	1,80	1,221	3,70	0,987	40,0	0,672
0,80	1,780	1,85	1,209	3,80	0,981	50,0	0,650
0,85	1,725	1,90	1,197	3,90	0,975	60,0	0,633
0,90	1,675	1,95	1,186	4,00	0,970	70,0	0,619
0,95	1,629	2,00	1,175	4,10	0,965	80,0	0,608
1,00	1,587	2,10	1,156	4,20	0,960	90,0	0,597
1,05	1,549	2,20	1,138	4,30	0,955	100,0	0,588
1,10	1,514	2,30	1,122	4,40	0,951	200,0	0,532
1,15	1,482	2,40	1,107	4,50	0,946	300,0	0,502
1,20	1,452	2,50	1,093	4,60	0,943	400,0	0,481
1,25	1,424	2,60	1,081	4,70	0,938	–	–
1,30	1,399	2,70	1,069	4,80	0,934	–	–

$$\mu_{CO_2} = \left[\left(0,06759 x_{CO_2}^{0,5} - 0,07853\right)\rho^{-0,25} + \left(0,02906 - 0,03213 x_{CO_2}^{0,5}\right)\right]\cdot 10^{-6}, \qquad (61.2)$$

$$\mu_{H_2S} = \left[\left(0,09007 x_{H_2S}^{0,5} - 0,12753\right)\rho^{-0,25} + \left(0,09674 - 0,06753 x_{H_2S}^{0,5}\right)\right]\cdot 10^{-6}. \qquad (62.2)$$

Погрешности определения $\mu^*_{пр}$ из рис. 18 составляют 3–5%. Аналитическая зависимость приведенной вязкости от приведенных давления и температуры, показанная на рис. 18, имеет вид

$$\mu^*_{пр} = \sum_{i=0}^{4}\sum_{j=0}^{4} a_{ij} P_{пр}^i T_{пр}^j. \qquad (63.2)$$

Значения коэффициента a_{ij} приведены в табл. 15.

Таблица 15

Значения коэффициента a_{ij} в формуле (63.2)

i	j				
	0	1	2	3	4
0	0,17781	$-0,47358\cdot 10^{-1}$	0,37594	–0,11057	$0,97366\cdot 10^{-2}$
1	$0,10415\cdot 10$	$-0,10395\cdot 10$	0,34607	$-0,36813\cdot 10^{-1}$	–
2	$0,33453\cdot 10^{-2}$	$0,30158\cdot 10^{-1}$	$-0,19083\cdot 10$	$0,27406\cdot 10^{-2}$	–
3	$-0,27980\cdot 10^{-2}$	$0,10317\cdot 10^{-2}$	$0,20286\cdot 10^{-3}$	$-0,67054\cdot 10^{-4}$	–
4	$0,68869\cdot 10^{-4}$	$-0,40429\cdot 10^{-4}$	$0,39972\cdot 10^{-5}$	$0,38265\cdot 10^{-6}$	

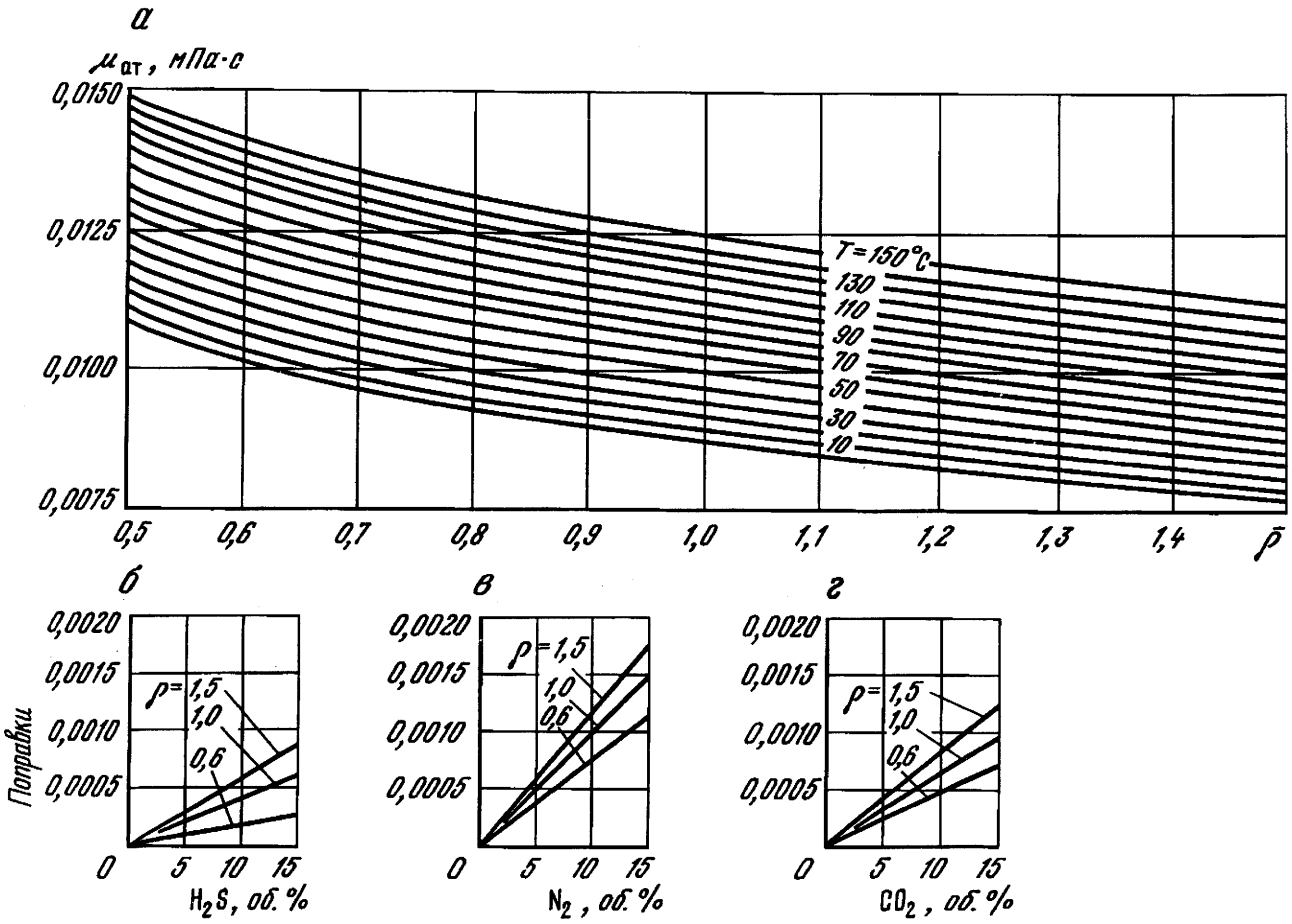


Рис. 20. Зависимость вязкости углеводородных газов μ от их относительных плотностей по воздуху (*а*) и поправки на величину вязкости газов, содержащих H_2S (*б*), N_2 (*в*), CO_2 (*г*)

Таблица 16

Значения коэффициента a_{ij} в формуле (65.2)

i	j			
	0	1	2	3
0	–2,462118	2,970547	$-2{,}862640 \cdot 10^{-1}$	$8{,}054205 \cdot 10^{-3}$
1	2,808609	–3,498033	$3{,}637302 \cdot 10^{-1}$	$-1{,}443241 \cdot 10^{-3}$
2	$-7{,}933857 \cdot 10^{-1}$	1,396433	$-1{,}491449 \cdot 10^{-1}$	$4{,}410155 \cdot 10^{-3}$
3	$8{,}393818 \cdot 10^{-2}$	–0,186409	$2{,}033679 \cdot 10^{-2}$	$-6{,}095793 \cdot 10^{-4}$

Таблица 17

Значения коэффициента b_{ij} в формуле (66.2)

i	j		
	0	1	2
0	$1{,}112319 \cdot 10^{-2}$	$1{,}677266 \cdot 10^{-5}$	$2{,}113605 \cdot 10^{-9}$
1	$-1{,}094850 \cdot 10^{-4}$	$-6{,}403164 \cdot 10^{-8}$	$-8{,}993745 \cdot 10^{-11}$
2	$4{,}577352 \cdot 10^{-7}$	$2{,}129034 \cdot 10^{-10}$	$3{,}977322 \cdot 10^{-13}$

Псевдокритические параметры определяются по формулам

$$P_{\text{пк}} = \Sigma x_i P_{\text{к}i}; \quad T_{\text{пк}} = \sum_{i=1}^{n} x_i T_{\text{к}i}. \tag{64.2}$$

Вместо формулы (63.2) может быть использовано следующее выражение:

$$\ln[(\mu / \mu_{\text{ат}}) T_{\text{пр}}] = \sum_{i=0}^{3} \sum_{j=0}^{3} a_{ij} T_{\text{пр}i} P_{\text{пр}j}. \tag{65.2}$$

При этом значение $\mu_{\text{ат}}$ определяется из выражения

$$\mu_{\text{ат}} = \sum_{i=0}^{2} \sum_{j=0}^{2} b_{ij} M_i (1{,}8T - 459{,}67). \tag{66.2}$$

Значения коэффициентов a_{ij} и b_{ij} приведены в табл. 16 и 17

При использовании формулы (65.2) для определения μ приведенные давление и температура рассчитываются по формулам

$$P_{\text{пр}} = 145{,}1P / [700{,}55 - 47{,}94(M / 28{,}97)], \tag{67.2}$$

$$T_{\text{пр}} = [1{,}8T - 459{,}67] / [175{,}59 + 307{,}97(M / 28{,}97)], \tag{68.2}$$

где M – молекулярная масса газа.

Пример 1. Рассчитать вязкость при атмосферном давлении и 340 K газа следующего состава (в об. %): CH_4 – 74,10; C_2H_6 – 7,48; C_3H_8 – 3,37; n-C_4H_{10} – 1,68; i-C_4H_{10} – 0,76; i-C_5H_{12} – 0,32; n-C_5H_{12} – 0,57; C_6H_{14} – 0,63; N_2 – 6,09; H_2S – 2,00; CO_2 – 3,00. Относительная плотность газа рассчитывается способами, приведенными в п. 3.2. Для данного состава она равна $\bar{\rho}$ = 0,763.

По рис. 20 определяем для $\bar{\rho}$ = 0,763 и T = 340 K

$\mu_{\text{ат}}$ = 0,0112 – 0,0005 – 0,0001 – 0,0002 = 0,0104 МПа · с.

Таблица 18

Расчет вязкости газа при атмосферном давлении

Состав газа	Содержание компонентов x_i	Молекулярная масса M_i	μ_i, МПа · с	$\mu_i x_i$	$\sqrt{M_i}$	$\mu_i \cdot x_i \sqrt{M_i}$	$x_i \cdot \sqrt{M_i}$
CH_4	0,7410	16,042	0,0123	0,00911	4,005	0,0365	2,9678
C_2H_6	0,0748	30,068	0,0104	0,00078	5,483	0,0043	0,4101
C_3H_8	0,0337	44,094	0,0081	0,00031	6,640	0,0020	0,2238
i - C_4H_{10}	0,0076	58,120	0,0088	0,00007	7,623	0,0005	0,0579
n - C_4H_{10}	0,0168	58,120	0,0085	0,00014	7,623	0,0010	0,1281
i - C_5H_{12}	0,0057	72,151	0,0078	0,00004	8,494	0,0003	0,0484
n - C_5H_{12}	0,0032	72,151	0,0078	0,00002	8,494	0,0001	0,0272
C_6H_{14}	0,0063	85,178	0,0072	0,00004	9,366	0,0003	0,0584
N_2	0,0609	28,016	0,0197	0,00120	5,293	0,0063	0,3223
H_2S	0,0200	34,082	0,0148	0,00030	5,837	0,0018	0,1167
CO_2	0,0300	44,011	0,0169	0,00050	6,634	0,0033	0,1990
Σ	1,000	–	–	–	–	0,0564	4,5597

Пример 2. Рассчитать вязкость $\mu_{ат}$ аналитическим способом по исходным данным предыдущего примера.

Определяем по рис. 19 $\mu_{ат}$ каждого компонента при 340 К.

По табл. 2 находим молекулярные массы каждого компонента.

По формуле (57.2) рассчитываем вязкость газа заданного состава при атмосферном давлении и 340 К.

Исходные данные и результаты расчета приведены в табл. 18. Искомая величина равна $\mu_{ат}$ = = 0,0564/4, 5597 = 0,0124 мПа · с.

Пример 3. Рассчитать вязкость $\mu_{ат}$ при температуре 340 К. По табл. 2 находим для метана M = 16,042; σ = 3,808; ε/k = 140; δ = 0.

Рассчитываем величину T = 340/148 = 2,43.

По табл. 14 для T^* = 2,43 находим Ω_{μ_i} = 1,103,

$$\mu_{CH_4} = \frac{0,002669\sqrt{16,042 \cdot 340}}{3,808^2 \cdot 1,103} = 0,0123 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

Пример 4. Рассчитать вязкость сероводорода при атмосферном давлении и температуре 340 К.

По табл. 2 находим для H_2S M = 34,082; σ = 3,49; ε/k = 343; δ = 0,21.

Рассчитываем T^*:

$$T^* = 340/343 = 0,991.$$

Для T^* = 0,991 и δ = 0,21 по табл. 13 находим

$$\Omega_{\mu_{iат}} = 1,6077.$$

По формуле (58.2) рассчитаем вязкость:

$$\mu_{H_2S} = \frac{0,00269\sqrt{34,082 \cdot 340}}{3,49^2 \cdot 1,6077} = 0,0148 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

Пример 5. Определить вязкость газа при температуре 340 К и давлении 14,71 МПа. Состав газа приведен в табл. 18.

Вязкость при атмосферном давлении $\mu_{ат}$ принимаем равной 0,0124 *м*Па · с.

Критические параметры для газа данного состава:

$$P_{кр} = 4,67 \text{ МПа}; \quad T_{кр} = 218,4 \text{ К}.$$

Определяем приведенные параметры:

$$P_{пр} = 14,71/4,67 = 3,15; \quad T_{пр} = 340/218,4 = 1,56.$$

По рис. 18 находим $\mu^* = 1,5$.

Рассчитываем вязкость при 14,71 МПа и 340 К:

$$\mu = 1,5 \cdot 0,0124 = 0,0186 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

2.6. ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ ГАЗА

Влагосодержание – это количество паров воды, растворенных в единице объема природного газа при заданных условиях. Содержание водяных паров в газе характеризуется абсолютной и относительной влажностью. Под абсолютной влажностью газа W при заданных давлении и температуре понимается отношение массы водяных паров, содержащихся в газе, к объему приведенному к стандартным условиям этого газа, из которого удалены пары воды. Абсолютная влажность измеряется в кг/1000 м^3. Относительная влажность – это отношение фактического содержания паров воды в единице объема газа при заданных давлении и температуре к его влагоемкости, т.е. к количеству водяных паров в том же объеме и при тех же давлении и температуре, но при помощи насыщения газа парами воды. Относительная влажность измеряется в долях единицы или в процентах.

Влагосодержание газа зависит от состава газа, давления, температуры и физико-химических свойств конденсированной воды, с которой газ находится в термодинамическом равновесии, оно определяется по формуле

$$W = W_{0,6}C_cC_\rho, \tag{69.2}$$

где $W_{0,6}$ – влагосодержание газа с относительной плотностью $\bar{\rho} = 0,6$ с пресной водой; C_c – поправка на соленость воды; C_ρ – поправка на отклонение плотности данного газа от величины $\bar{\rho} = 0,6$.

Влагосодержание газа с относительной плотностью 0,6 и поправки на соленость воды и на плотность газа определяются графически из рис. 21. При отрицательных температурах, что связано с условиями подготовки газов на промыслах и газоперерабатывающих заводах, необходимо учесть и температурную поправку C_t, используя при этом графическую зависимость C_t от температуры T для различных давлений, показанную на рис. 22.

Величина $W_{0,6}$ может быть рассчитана по формуле, полученной путем аппроксимации графической зависимости, показанной на рис. 21:

$$W_{0,6} = A/P + B, \tag{70.2}$$

где A – влагосодержание идеального газа; B – коэффициент, зависящий от состава газа; P – давление.

Значения коэффициентов A и B приведены в табл. 19. Эти же коэффициенты могут быть определены аналитическим путем.

Величину A можно определить по формуле

$$A = \frac{P_{вп}M_{H_2O}P_{ат}}{RT_{ст}Z_{ат}}, \tag{71.2}$$

где $P_{вп}$ – давление насыщенного пара воды над конденсированной фазой, которое может быть определено по табличным данным, приведенным в табл. 6 или 20 и из рис. 7 для различных температур, или рассчитано приближенно при $203 \leqslant T \leqslant 373$ К по формуле

$$P_{вп} = \exp[-0,60212(0,01T)^4 + 1,475(0,01T)^3 - 2,97304(0,01T)^2 + \\ + 7,19863(0,01T) + 6,41465] \tag{72.2}$$

и при $373 \leqslant T \leqslant 623$ К по формуле

$$P_{вп} = \exp[-0,0366(0,01T)^4 + 0,4375(0,01T)^3 - \\ - 2,2148(0,01T)^2 + 6,8574(0,01T) + 6,4856]. \tag{73.2}$$

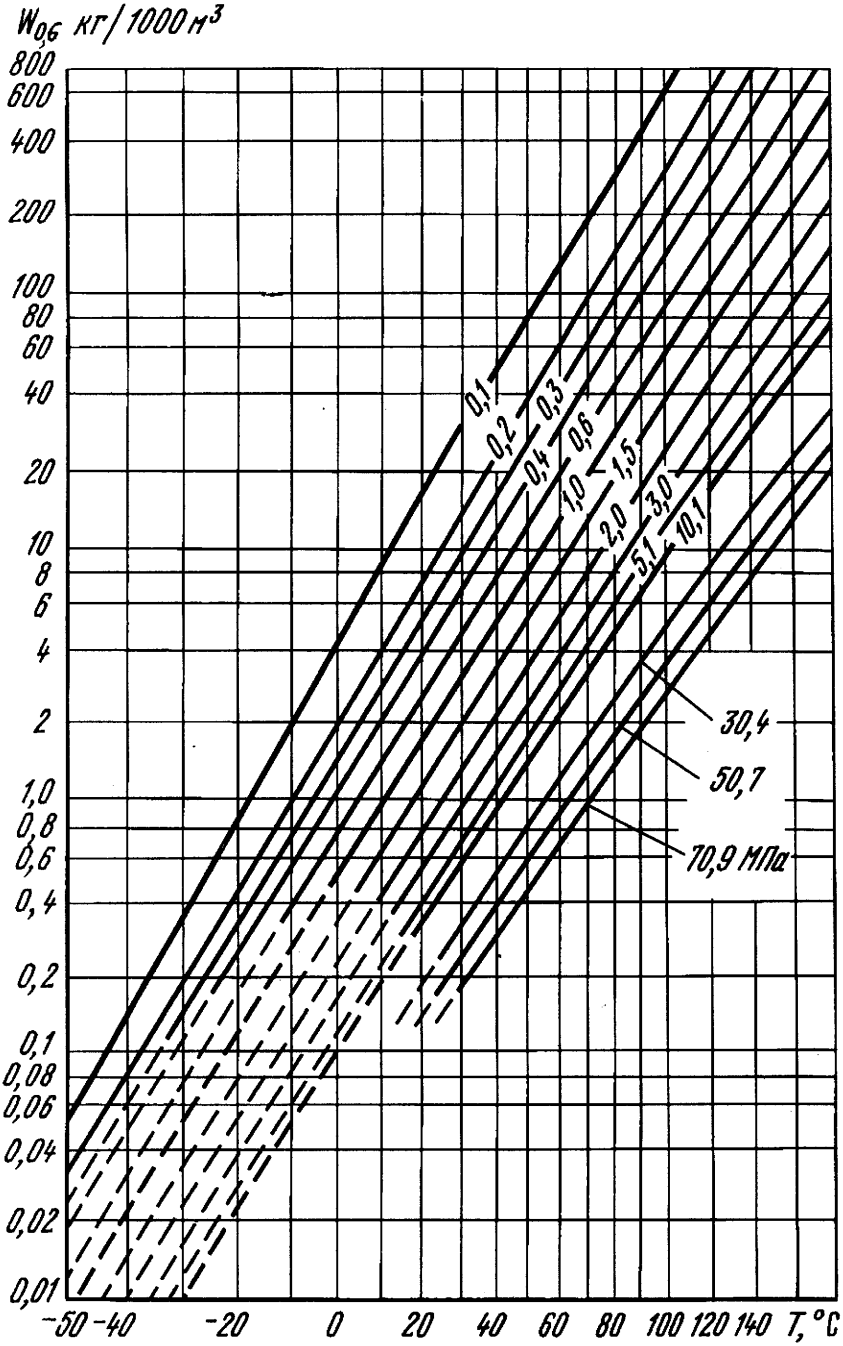


Рис. 21. Зависимость влагосодержания природного газа $W_{0,6}$ с относительной плотностью $\bar{\rho}$ = 0,6 от давления и температуры

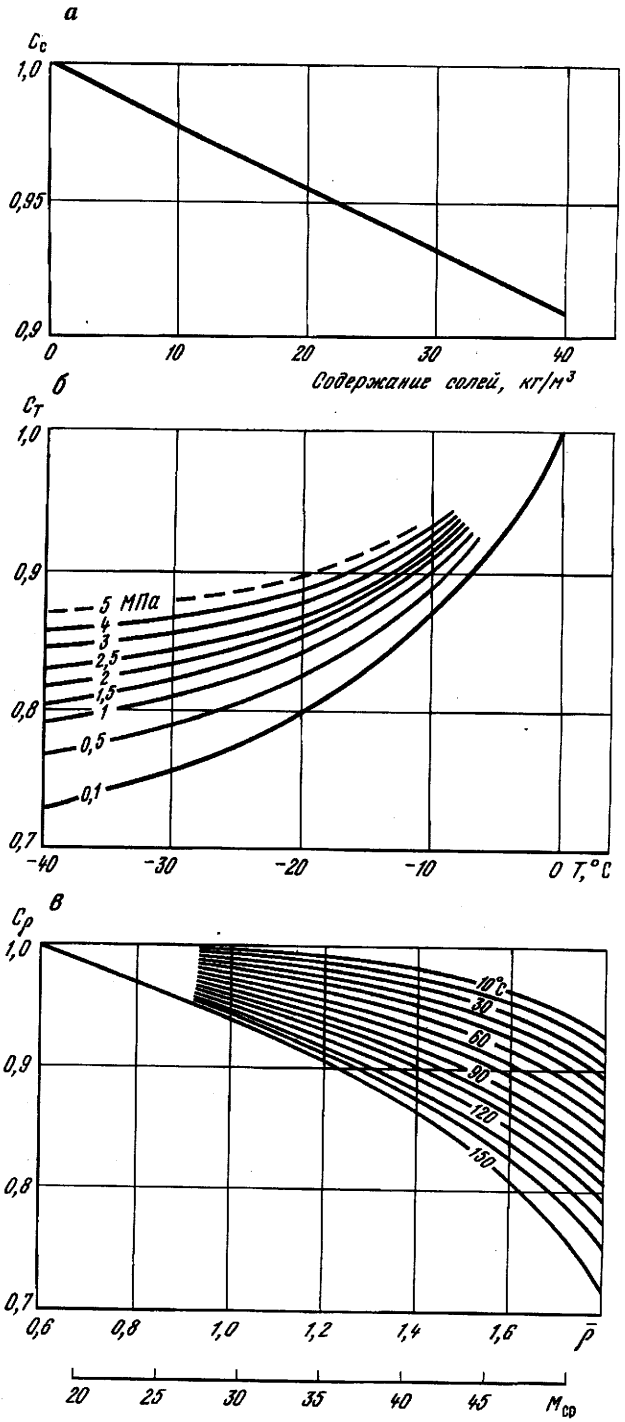


Рис. 22. Зависимости поправочных коэффициентов на влажность газа от содержания солей (*а*), температуры (*б*) и относительной плотности $\bar{\rho}$ (или молекулярной массы *M*) (*в*)

Таблица 19

Значения коэффициентов A и B в формуле (70.2)

T, К	A	B	T, К	A	B	T,К	A	B
233	0,1451	0,00347	281	8,20	0,0630	329	120,0	0,487
235	0,1780	0,00402	283	9,39	0,0696	331	138,0	0,521
237	0,2189	0,00465	285	10,72	0,0767	333	152,0	0,562
239	0,2670	0,00538	287	12,39	0,0855	335	166,5	0,599
241	0,3235	0,00623	289	13,94	0,0930	337	183,3	0,645
243	0,3930	0,00710	291	15,75	0,1020	339	200,5	0,691
245	0,4715	0,00806	293	17,87	0,1120	341	219,0	0,741
247	0,5660	0,00921	295	20,15	0,1227	343	238,5	0,793
249	0,6775	0,01043	297	22,80	0,1343	345	260,0	0,841
251	0,8090	0,01168	299	25,50	0,1453	347	283,0	0,902
253	0,9600	0,01340	301	28,70	0,1595	349	306,0	0,965
255	1,1440	0,01510	303	32,30	0,1740	351	335,0	1,023
257	1,3500	0,01705	305	36,10	0,1895	353	363,0	1,083
259	1,5900	0,01927	307	40,50	0,2070	355	394,0	1,148
261	1,8680	0,02115	309	45,20	0,2240	357	427,0	1,205
263	2,1880	0,02290	311	50,80	0,2420	359	462,0	1,250
265	2,5500	0,02710	313	56,25	0,2630	361	501,0	1,290
267	2,9900	0,03035	315	62,70	0,2850	363	537,5	1,327
269	3,4800	0,03380	317	69,25	0,3100	365	582,5	1,367
271	4,0300	0,03770	319	76,70	0,3350	367	624,0	1,405
273	4,6700	0,04180	321	85,29	0,3630	369	672,0	1,445
275	5,4000	0,04640	323	94,99	0,3910	371	725,0	1,487
277	6,2250	0,05150	325	103,00	0,4220	373	776,0	1,530
279	7,1500	0,05710	327	114,00	0,4540	383	1093,0	2,620

Таблица 20

Значения $P_{вп}$ от температуры T

T, К	$P_{вп}$, МПа	T, К	$P_{вп}$, МПА	T, К	$P_{вп}$, МПа
233	0,000013	283	0,00126	333	0,02057
238	0,000023	288	0,00176	338	0,02582
243	0,000038	293	0,00241	343	0,03219
248	0,000065	298	0,00327	348	0,03982
253	0,000106	303	0,00441	353	0,04892
258	0,000170	308	0,00580	358	0,05971
263	0,000268	313	0,00762	363	0,07242
268	0,000496	318	0,00989	368	0,08731
273	0,000628	323	0,01274	373	0,10466
278	0,000902	328	0,01625	383	0,14799

Значение коэффициента B в формуле (70.2) приближенно может быть определено по формуле

$$B = 10^{-3}\exp[0{,}0685(0{,}01T)^4 - 0{,}3798(0{,}01T)^3 + \quad (74.2)$$

$$+ 1{,}06606(0{,}01T)^2 - 2{,}00075(0{,}01T) + 4{,}2216],$$

где T – температура, °С.

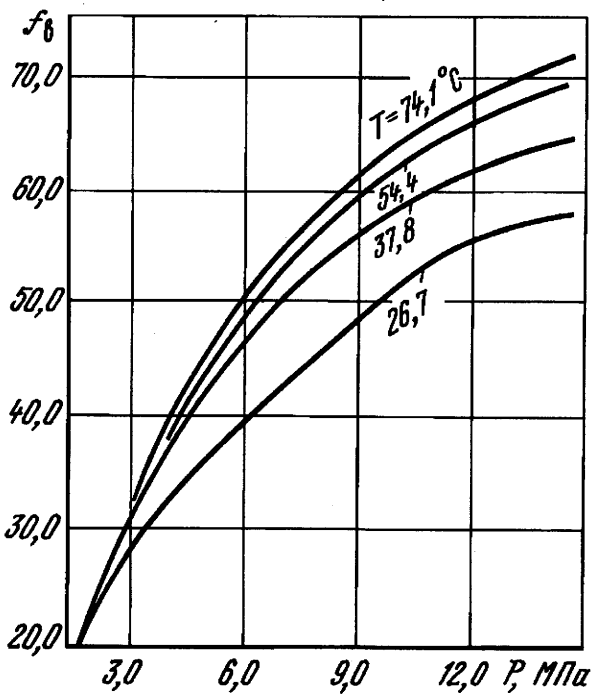


Рис. 23. Зависимость коэффициента летучести паров воды $f_в$ от давления

Значение $W_{0,6}$ может быть вычислено по формуле, полученной путем обработки данных по A и B, приведенных в табл. 19:

$$W_{0,6} = 0{,}4736\exp(0{,}0735T - 0{,}00027T^2) + 0{,}0418\exp(0{,}054T - 0{,}0002T^2). \quad (75.2)$$

При проведении расчетов на ЭВМ со значительным объемом вычислений целесообразно поправки на соленость воды и на плотность с учетом влияния температуры производить аппроксимацией кривых, показанных на рис. 22, *а, б* в виде

$$C_с = 1 - 0{,}225 \cdot 10^{-5} K, \quad (76.2)$$

$$C_р = 10^{-7}T^2 - 1{,}1\cdot 10^{-3}T\overline{\rho} - 0{,}079\overline{\rho}^2 + 0{,}73\cdot 10^{-3}T + 0{,}156\overline{\rho} + 0{,}927, \quad (77.2)$$

где K – соленость воды, кг/м^3; T – температура, °С; $\overline{\rho}$ – относительная плотность газа.

Приведенные выше графические и расчетные методы определения влагосодержания газа не учитывают наличие кислых компонентов. Наличие в газе CO_2 и H_2S повышает, а N_2 снижает влагосодержание газов.

При содержании в газе сероводорода до 2% его влагосодержание можно определить по следующей методике:

вычисляется коэффициент распределения воды

$$K = \frac{P_{вп}}{P}\frac{(f_в)_{H_2O}/P_{вп}}{(f_в^*)_{H_2O}/P}\left[\frac{P}{P_{вп}}\right]^{-0{,}0049}, \quad (78.2)$$

где $P_{вп}$ – упругость паров воды при заданной температуре, определяемая из табл. 20 или по формулам (72.2), (73.2); $f_в, f_в^*$ – летучесть паров воды при заданной температуре и давлениях $P_{вп}$ и P соответственно.

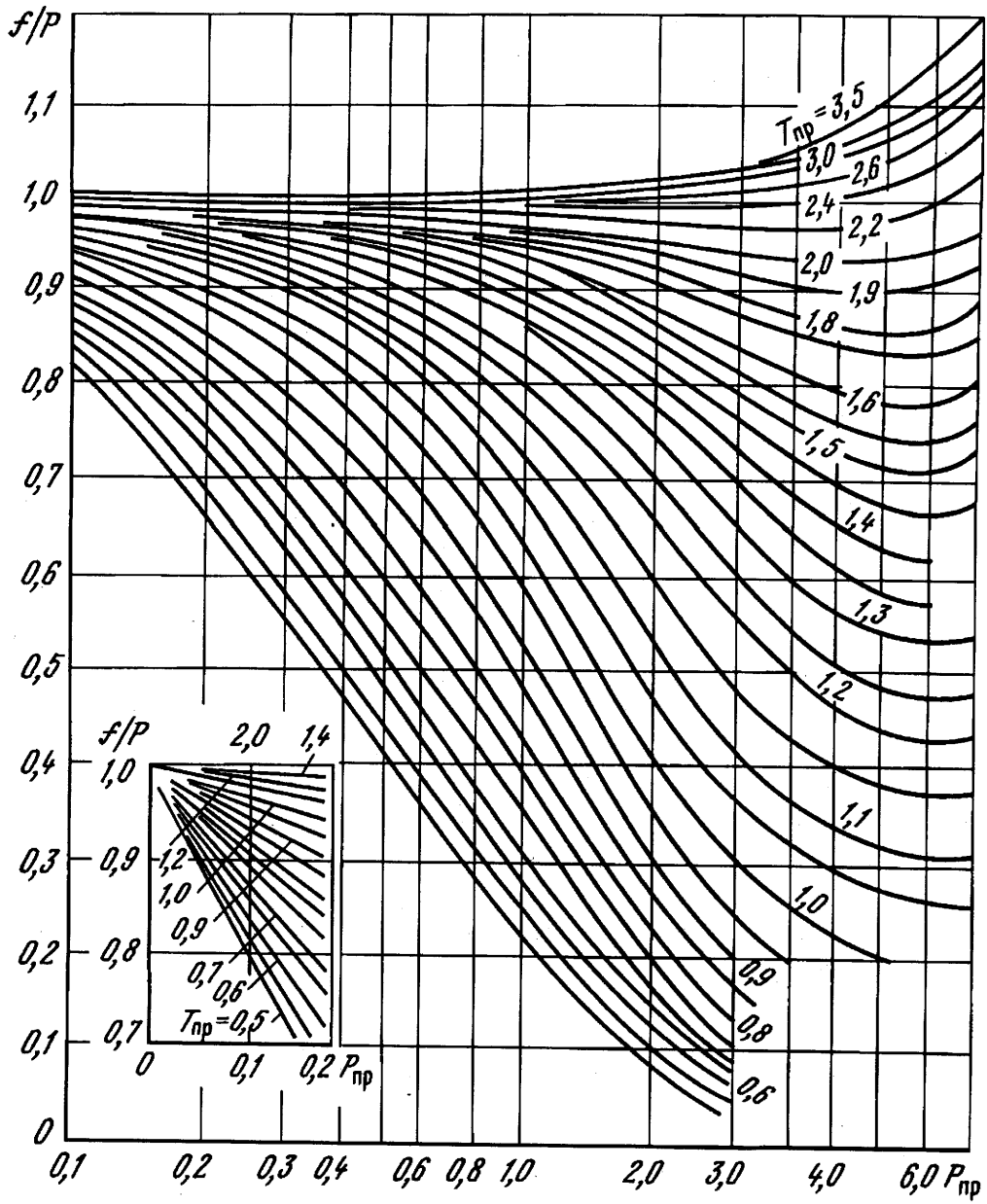


Рис. 24. Зависимость летучести природного газа от приведенных давления и температуры

Значения $f_в, f_в^*$ определяются из графиков, показанных на рис. 23, 24. Вычисляется влагосодержание газа с относительной плотностью $\overline{\rho} = 0{,}6$ по формуле

$$W_{0,6} = K[f_в / f]^Z, \tag{79.2}$$

где f – летучесть природного газа без паров воды, определяемая графически из рис. 24 в зависимости от приведенных давления и температуры; Z – коэффициент сверхсжимаемости, определяемый одним из способов, изложенных в разделе 4.2 и учитывающих наличие кислых компонентов в газе.

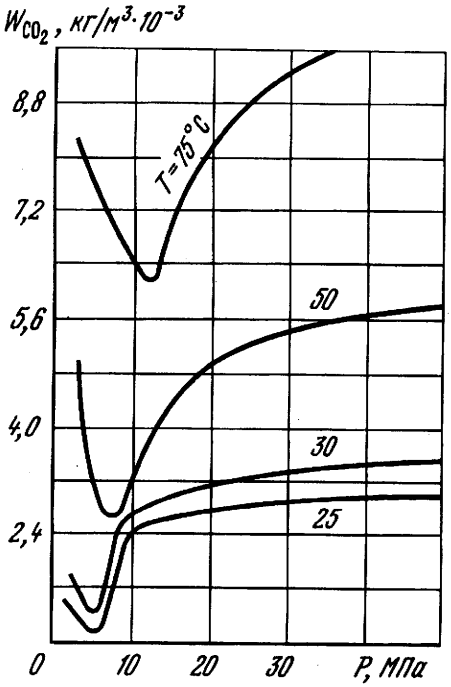


Рис. 25. Зависимость влагосодержания углекислого газа W_{CO_2} от давления и температуры

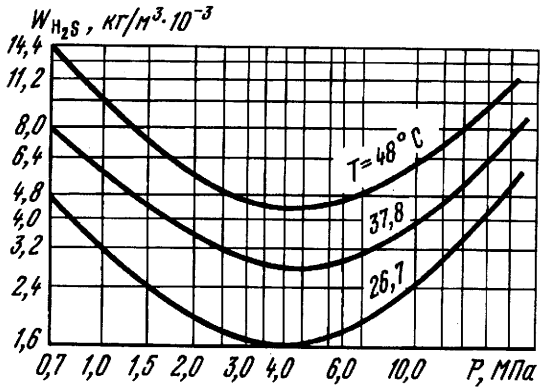


Рис. 26. Зависимость влагосодержания сероводорода W_{H_2S} от давления и температуры

Если содержание сероводорода в природном газе превышает 20 об.%, то влагосодержание определяют по правилам аддитивности, учитывающей наличие в газе сероводорода:

$$W_{0,6} = xW + x_{CO_2}W_{CO_2} + x_{H_2S}W_{H_2S}, \qquad (80.2)$$

где x, x_{CO_2}, x_{H_2S} – мольные доли углеводородных компонентов, двуокиси углерода и сероводорода в газе; W, W_{CO_2}, W_{H_2S} – содержание влаги в углеводородной части газа, двуокиси углерода и сероводорода.

Значения W, W_{CO_2}, W_{H_2S} определяются графически из рис. 21, 25 и 26.

Влагосодержание природного газа, находящегося в равновесии с растворами гликолей, может быть определено по формуле

$$W = 7,752P_{вп}^{гл}\left[\frac{100}{P_{кон}} + 0,00913\exp(0,00007T_{кон}^2 - 0,0195T_{кон})\right], \qquad (81.2)$$

где $P_{вп}^{гл}$ – упругость водяного пара над раствором гликоля, кПа; $P_{кон}$ – давление контакта газ–гликоль, кПа; $T_{кон}$ – температура контакта, К.

Значение $P_{вп}^{гл}$ определяется формулой

$$P_{вп}^{гл} = 0,129P_{вп}\gamma_{H_2O}x_{H_2O}, \qquad (82.2)$$

где $P_{вп}$ – упругость водяных паров при заданной температуре, определяемая по табличным данным, приведенным в табл. 20, или расчетным путем.

Величину $P_{вп}$ следует определять по формуле

$$P_{вп} = 4,579\exp[0,735T_{кон}(T_{кон} - 273) - 0,00027T_{кон}(T_{кон} - 273)^2]. \qquad (83.2)$$

Коэффициент активности воды γ_{H_2O} в формуле (82.2), характеризующий актив-

ность воды в растворе гликоля, определяется по формуле

$$\gamma_{H_2O} = \exp\left\{-2{,}303 / \left[\left(m\frac{x}{1-x}+n\right)^2 (T_{кон} - 273)\right]\right\}. \quad (84.2)$$

Для ДЭГ m = 0,0245; n = 0,137; для ТЭГ m = 0,0187 и n = 0,111. Мольная доля воды в растворе x_{H_2O} определяется известной массовой долей воды и молекулярной массой гликоля по формуле

$$x_{H_2O} = (g / M_{H_2O}) / (g / M_{H_2O} + g / M_{гл}), \quad (85.2)$$

где $M_{гл}$ – молекулярная масса гликолей.

Для ДЭГ $M_{гл}$ = 106,12, для ТЭГ $M_{гл}$ = 150,18; g – масса водного раствора гликоля, кг.

Пример. Определить влагосодержание газа с относительной плотностью 0,7, находящегося в контакте с водой, содержащей 10% солей, при давлении P = 9,8 МПа и температуре 333 К.

Определяем $W_{0,6}$ при 9,8 МПа и 333 К по рис. 21:

$W_{0,6}$ = 2,1 кг/1000 м^3.

По табл. 19 находим при T = 333 К, A = 15,2, B = 0,562:

$$W_{0,6} = \frac{15{,}2}{9{,}80} \cdot 0{,}562 = 0{,}881 \text{ кг /1000 м}^3.$$

Определяем для $\bar{\rho}$ = 0,7, C_ρ = 0,98.

Поправка на соленость C_c = 0,93.

Искомая влажность равна

W = 0,881 · 0,98 · 0,93 = 0,805 кг/1000 м^3.

2.7. ТЕПЛОЕМКОСТЬ ГАЗА

Теплоемкость газа – это отношение количества теплоты, подведенной к газу в заданном термодинамическом процессе, к соответствующему изменению его температуры. В зависимости от вида процесса различают изобарную теплоемкость C_P, когда процесс происходит при постоянном давлении P = const, и изохорную C_υ, когда процесс происходит при постоянном объеме υ = const. Единица измерения теплоемкости – Дж/кг · град или Дж/моль · град. Обычно в расчетах используют удельные – массовые или молярные – теплоемкости, т.е. теплоемкости, отнесенные к единице массы или к одному молю газа. Теплоемкость природных газов зависит от давления, температуры и состава газа, а также от процесса передачи тепла. Теплоемкость газа при заданных давлении и температуре определяется как сумма теплоемкостей, состоящих из теплоемкости при заданной температуре и атмосферном давлении C_p^0 и приращения теплоемкости за счет влияния давления ΔC_P, т.е.

$$C_P(P,T) = C_P^0(P_{ат},T) + \Delta C_P(P,T). \quad (86.2)$$

Так как $C_P^0 - C_\upsilon^0 = R$, получим

$$C_p - C_\upsilon = \Delta C_P - \Delta C_\upsilon + R. \quad (87.2)$$

Теплоемкость газов C_P^0 при атмосферном давлении определяется графическим (из рис. 27) или аналитическим путем. При определении теплоемкости газовой смеси

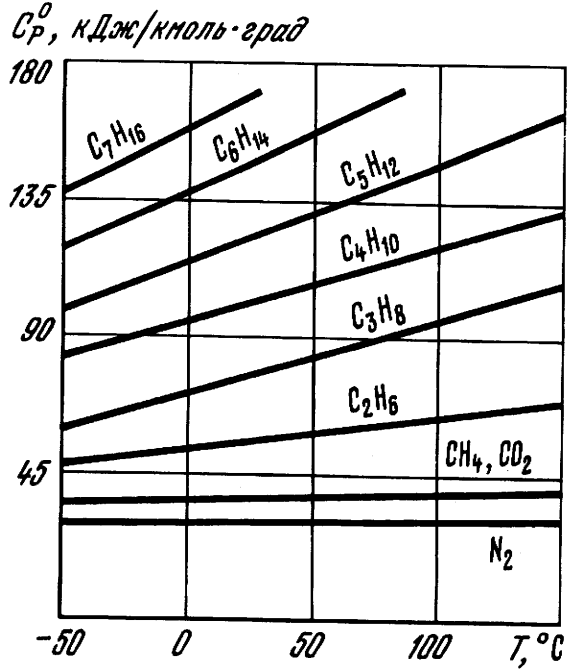


Рис. 27. Зависимость изобарной молярной теплоемкости C_P^0 газов при атмосферном давлении от температуры

известного состава используют формулу

$$C^0_{P\text{см}} = \sum_{i=1}^{n} g_i C^0_{Pi}, \qquad (88.2)$$

где C^0_{Pi} – коэффициент теплоемкости i-го компонента при $P = 0{,}1$ МПа, и заданной температуре; g_i – доля i-го компонента в смеси.

Значения C_P^0 приведены в табл. 2 при нормальных условиях и показаны на рис. 27 в интервале изменения температуры $233 \leqslant T \leqslant 423$ K. Аналитически величина C^0_{Pi} может быть определена по формуле

$$C^0_{pi} = E_i + nF_i + n^2G_i + n^3H_i + N_i / n, \qquad (89.2)$$

где E_i, F_i, G_i, H_i и N_i – коэффициенты, определяемые из табл. 21, $n = T/100$; T – температура газа, K.

Величина C_P^0 может быть определена также по формуле

$$C^0_{pi} = 4{,}1868\left\{B + C\left[\frac{D/T}{\sin h(D/T)}\right]^2 + E\left[\frac{F/T}{\cos h(F/T)}\right]^2\right\} \text{ Дж / моль·град}, \qquad (90.2)$$

где B, C, D, E и F – численные коэффициенты отдельных компонентов газа, значения которых приведены в табл. 21 [15]; T – температура газа, K.

Теплоемкость газов, не содержащих кислых компонентов и азота при атмосферном давлении, можно определить по известной плотности, используя формулу

$$C_P^0 = B_1 + B_2\bar{\rho} + B_3\bar{\rho}^2 + T_{\text{пр}}(B_4 + B_5\bar{\rho} + B_6\bar{\rho}^2), \qquad (91.2)$$

где B_1–B_6 – постоянные коэффициенты и соответственно равны: $B_1 = 5{,}5967$; $B_2 = -2{,}2335$; $B_3 = 0{,}8073$; $B_4 = -1{,}0039$; $B_5 = 3{,}1416$; $B_6 = 5{,}7587$.

При известном составе газа и наличии H_2S, CO_2 и N_2 теплоемкость при заданной температуре и атмосферном давлении может быть определена по формуле

$$C_P^0 = C_P^{01} / \left(F_{CO_2} + F_{H_2S} + F_{N_2}\right), \qquad (92.2)$$

где C_P^{01} – теплоемкость газа без двуокиси углерода, сероводорода и азота, определяемая по формуле (91.2); $F_{CO_2}, F_{H_2S}, F_{N_2}$ – поправки на присутствие этих компонен-

Таблица 21

Коэффициенты уравнения (89.2) для определения C_P^0, Дж/кг · град

Компонент	Молекулярная масса M	E	$F \cdot 10^2$	$-G \cdot 10^{-3}$	$H \cdot 10^5$	$N \cdot 10$
Метан	16,04	0	58522,25	15215,04	–2947,67	18575,95
Этан	30,07	0	62557,49	25663,79	36001,45	3343.11
Пропан	44,09	0	66328,12	32767,24	62295,40	–782,07
Бутан	58,12	0	65812,73	33182,44	33182,44	3,8610
Изобутан	–	0	68152,31	36790,16	75903,33	–1685,56
Пентан	72,15	0	65762,49	33814,98	66951,12	–112,122
Изопентан	–	0	66838,91	34687,09	69556,98	–1530,40
Гексан	86,18	0	66060,17	34773,68	70914,34	–458,22
Гептан	100,20	0	66040,07	35091,50	31839,23	–503,65
Октан	114,22	0	66094,50	35466,84	73861,01	–561,57
Нонан	128,26	0	65986,06	35489,58	74039,37	–522,39
Декан	142,29	0	65991,50	35677,77	74788,39	–549,49
Кислород	32,0	0	21621,09	16458,14	49445,62	12051,12
Водород	2,02	0	330368,33	294527,51	14165,32	200717,79
Вода	18,02	0	40147,27	27801,52	79225,56	26409,75
Гелий	4,0	5191,632	0	0	0	0
Аргон	39,95	520,712	0	0	0	0
Криптон	83,80	248,696	0	0	0	0
Хлористый водород	36,46	741,248	1447,19	187,48	51,33	313,63
Сероводород	64,86	0	19097,88	15482,95	43953,78	5109,53
Двуокись серы	34,08	0	24379,36	16676,57	45818,66	11682,30
Азот	28,01	0	21745,15	16129,31	45183,53	15429,99
Двуокись углерода	44,01	0	25745,76	19428,01	53589,36	6924,42
Окись углерода	28,01	0	22065,65	16193,91	44592,35	15197,54

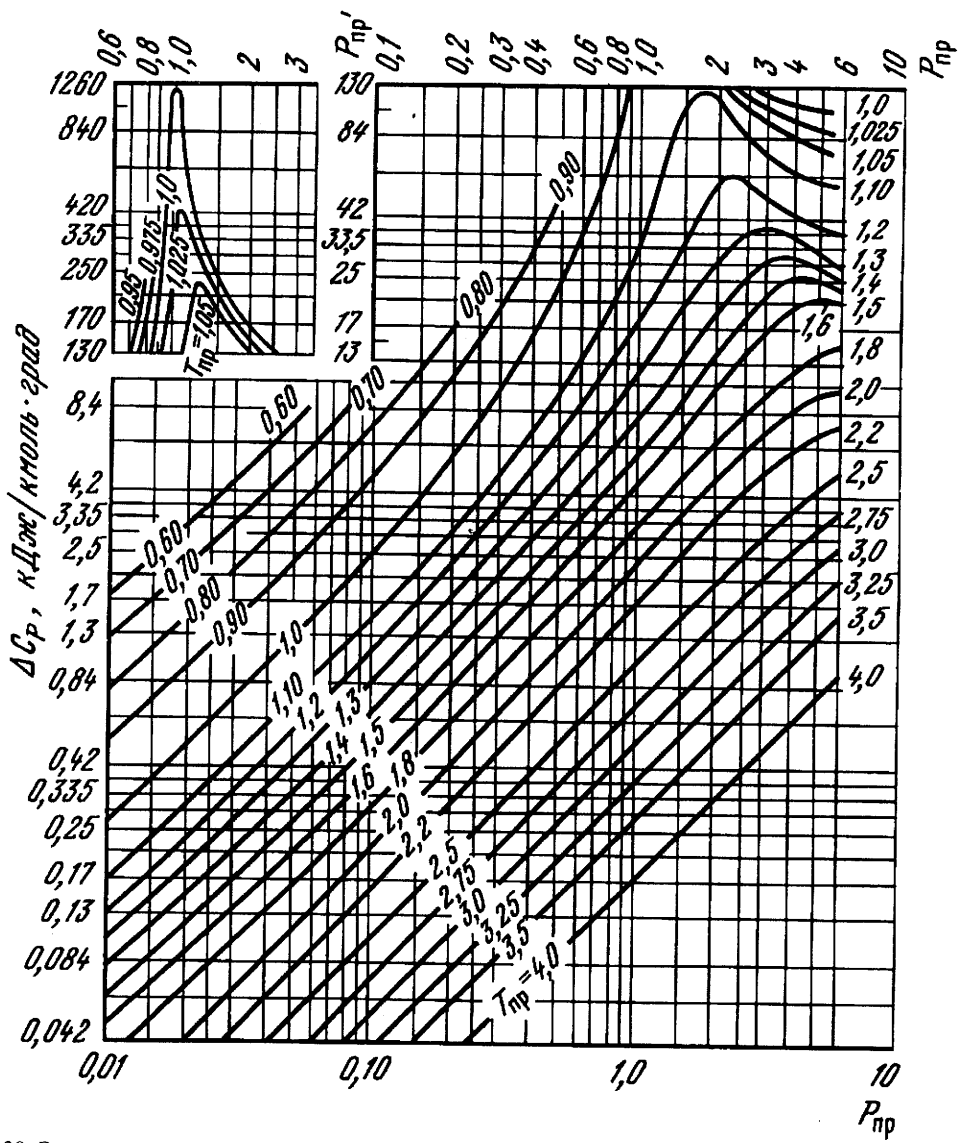


Рис. 28. Зависимость приращения изобарной теплоемкости ΔC_P от приведенных давления и температуры

тов, значения которых определяются по формулам

$$F_{CO_2} = 1 + x_{CO_2}(B_7 + 1{,}8TB_8), \tag{93.2}$$

$$F_{H_2S} = 1 + x_{H_2S}(B_9 + 1{,}8TB_{10}), \tag{94.2}$$

$$F_{N_2} = 1 + B_{11}x_{N_2} + B_{12}x_{N_2}^2 + 1{,}8T\left(B_{13}x_{N_2} + B_{14}x_{N_2}^2\right), \tag{95.2}$$

где x_i – мольные доли CO_2, H_2S и N_2 в газе; T – заданная температура, K; $B_7 - B_{14}$ – постоянные коэффициенты, значения которых соответственно равны: $B_7 = 0{,}4259$; $B_8 = 1{,}2432 \cdot 10^{-3}$; $B_9 = -0{,}0406$; $B_{10} = 1{,}0089 \cdot 10^{-3}$; $B_{11} = 0{,}3624$; $B_{12} = -0{,}4661$; $B_{13} = 0{,}0976$; $B_{14} = 0{,}2708$.

Формула (92.2) может быть использована для расчета C_P^0 в диапазоне изменения

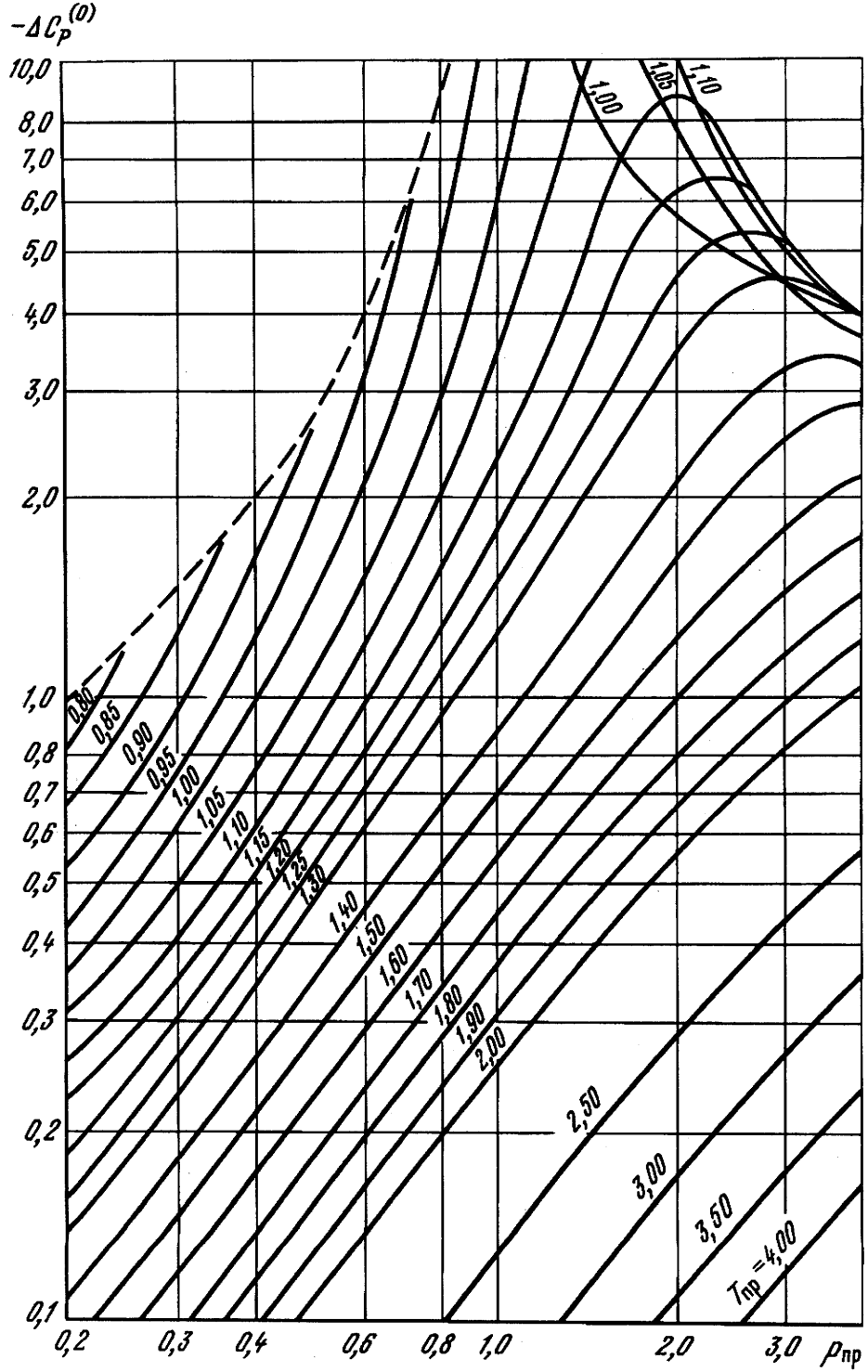


Рис. 29. Зависимость поправочной функции $-\Delta C_P^{(0)}$ от приведенных давления и температуры

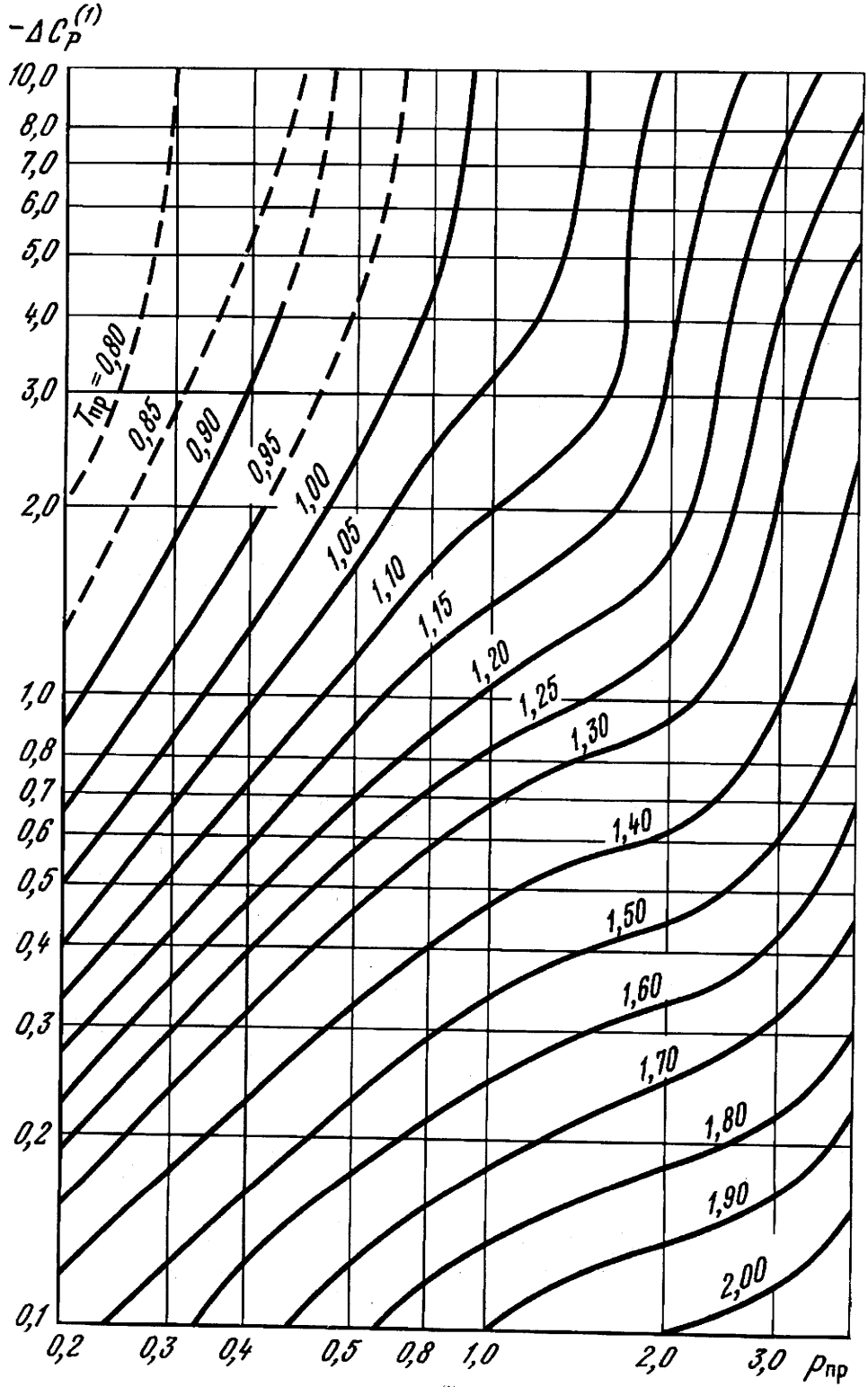


Рис. 30. Зависимость поправочной функции $-\Delta C_P^{(1)}$ от приведенных давления и температуры

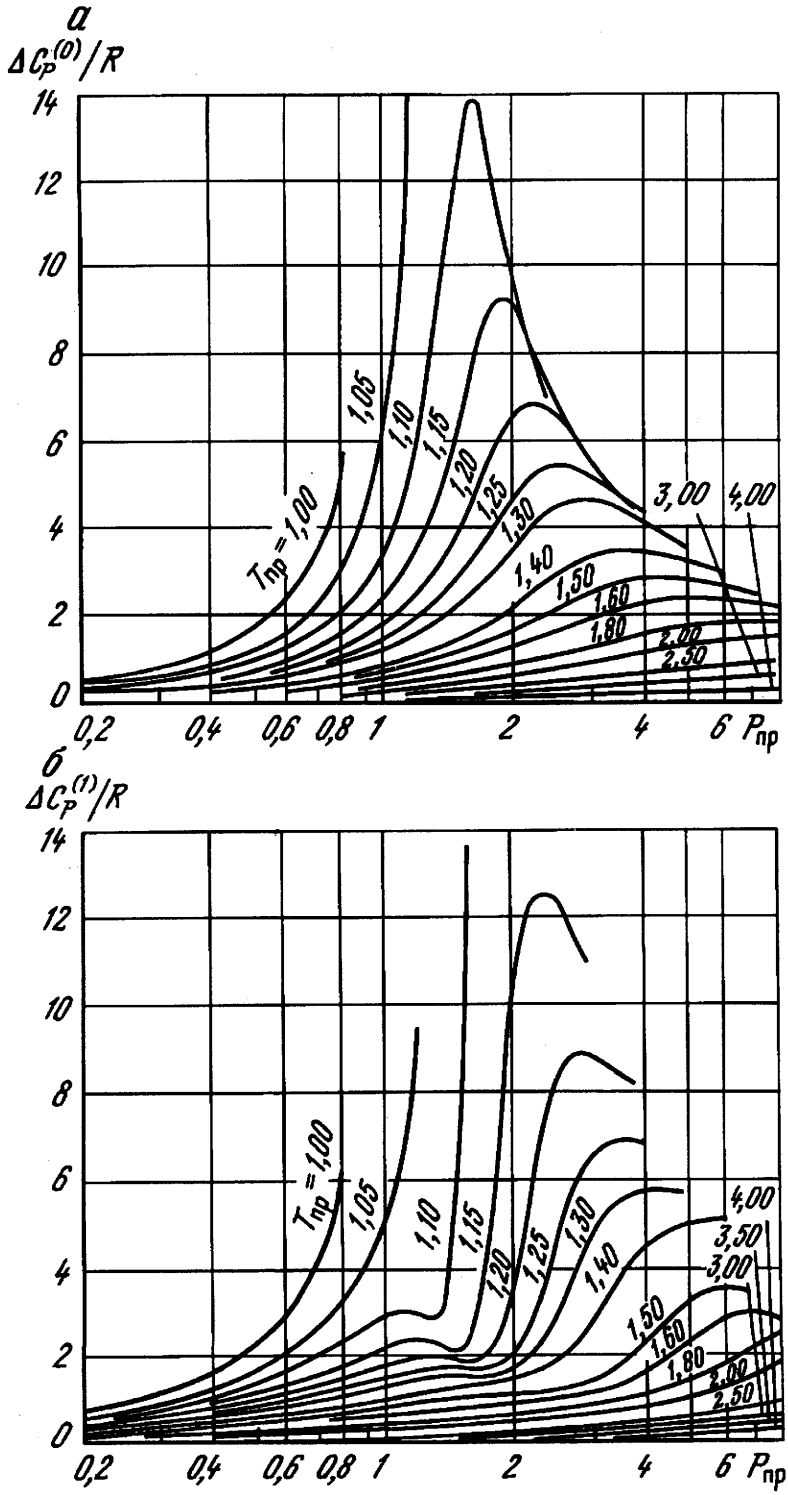


Рис. 31. Зависимости $\Delta C_P^{(0)}/R$ (*а*) и $\Delta C_P^{(1)}/R$ (*б*) от приведенных давления и температуры

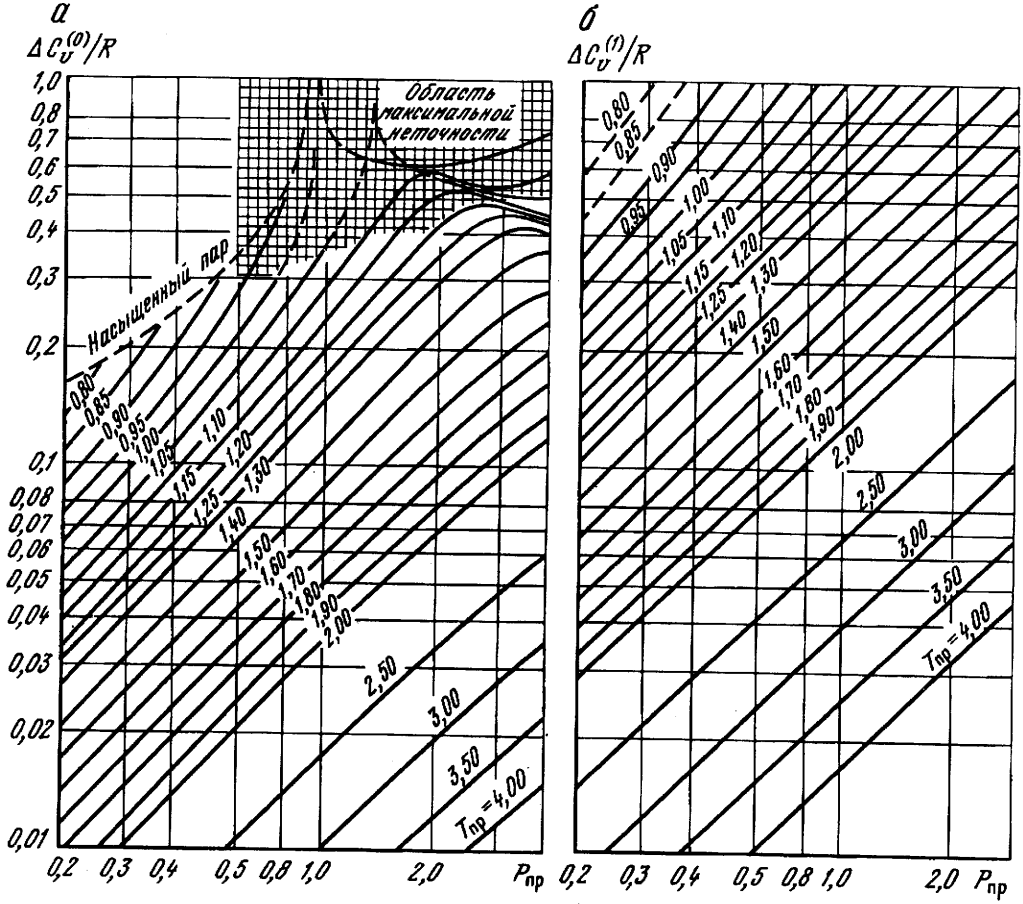


Рис. 32. Зависимости $\Delta C_v^{(0)}/R$ (*а*) и $\Delta C_v^{(1)}/R$ (*б*) от приведенных давления и температуры

температуры $274 \leqslant T \leqslant 422$ K и при концентрациях в газе сероводорода до 40%, двуокиси углерода до 20% и азота до 25% (мольных).

Приращение изобарной теплоемкости ΔC_P может быть определено графическим и аналитическим способами. Наиболее простым способом определения величины ΔC_P является графический способ по известным приведенным параметрам $P_{пр}$, $T_{пр}$ из рис. 28. Для заданного состава газа по известным критическим параметрам каждого компонента $P_{кр}$ и $T_{кр}$ определяют псевдокритические параметры:

$$P_{пк} = \Sigma x_i P_{кi}; \quad T_{пк} = \Sigma x_i T_{кi}, \tag{96.2}$$

а затем приведенные $P_{пр} = P/P_{пк}$ и $T_{пр} = T/T_{пк}$. По известным $P_{пр}$ и $T_{пр}$ из рис. 28 определяют ΔC_P. Использование этого способа целесообразно при содержании метана 98% и более в составе газа. Если мольная концентрация высококипящих углеводородных и неуглеводородных газов превышает 10%, а также при наличии в газе полярных веществ при определении ΔC_P следует учесть влияние третьего параметра – фактора ацентричности молекул ω. Значение фактора ацентричности вычисляется по известному составу газа по формуле (34.2). При известных значениях $P_{пр}$, $T_{пр}$ и ω приращение изобарной теплоемкости ΔC_P определяется по формуле

$$\Delta C_P = \left[\Delta C_P^{(0)} + \omega \Delta C_P^{(1)}\right] R / M. \tag{97.2}$$

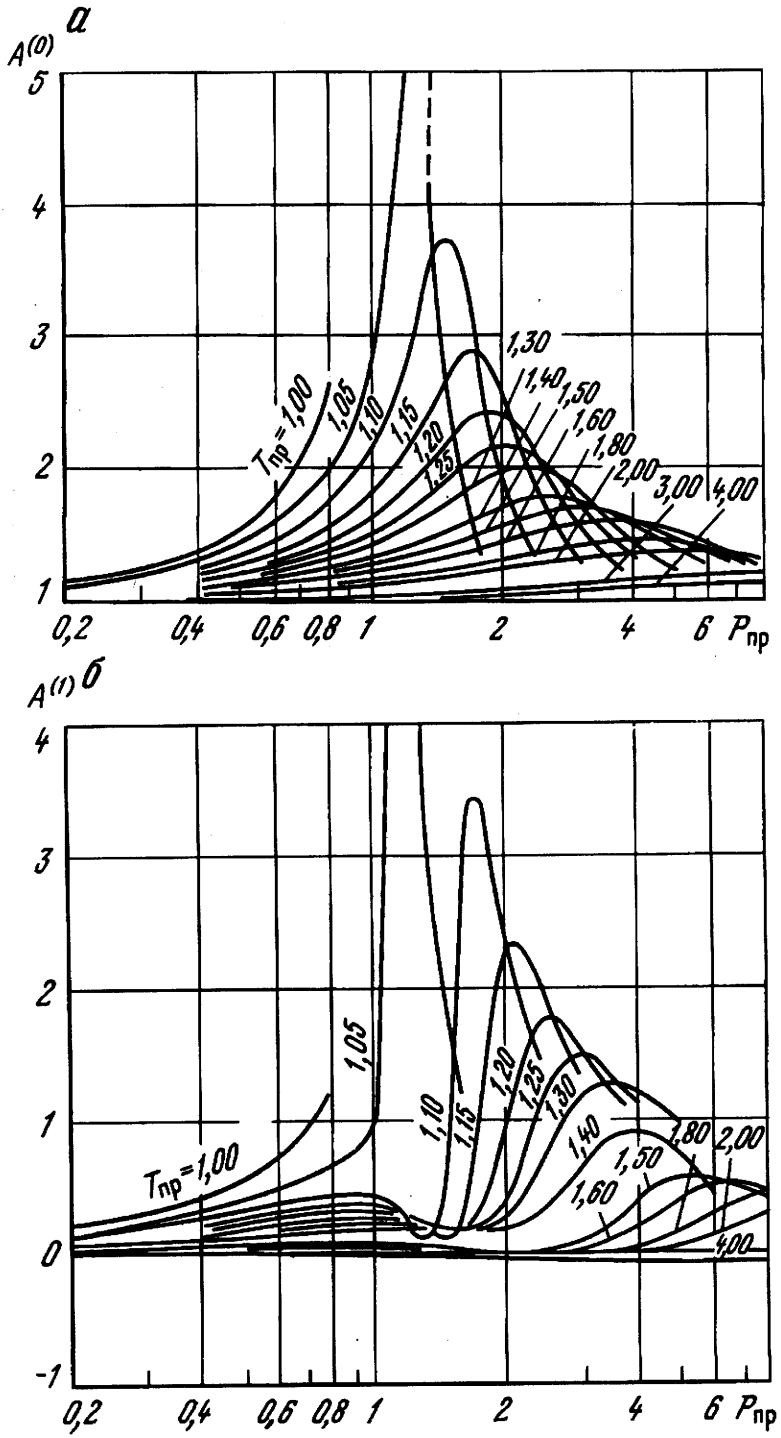


Рис. 33. Зависимости $A^{(0)}$ (*а*) и $A^{(1)}$ (*б*) от приведенных давления и температуры

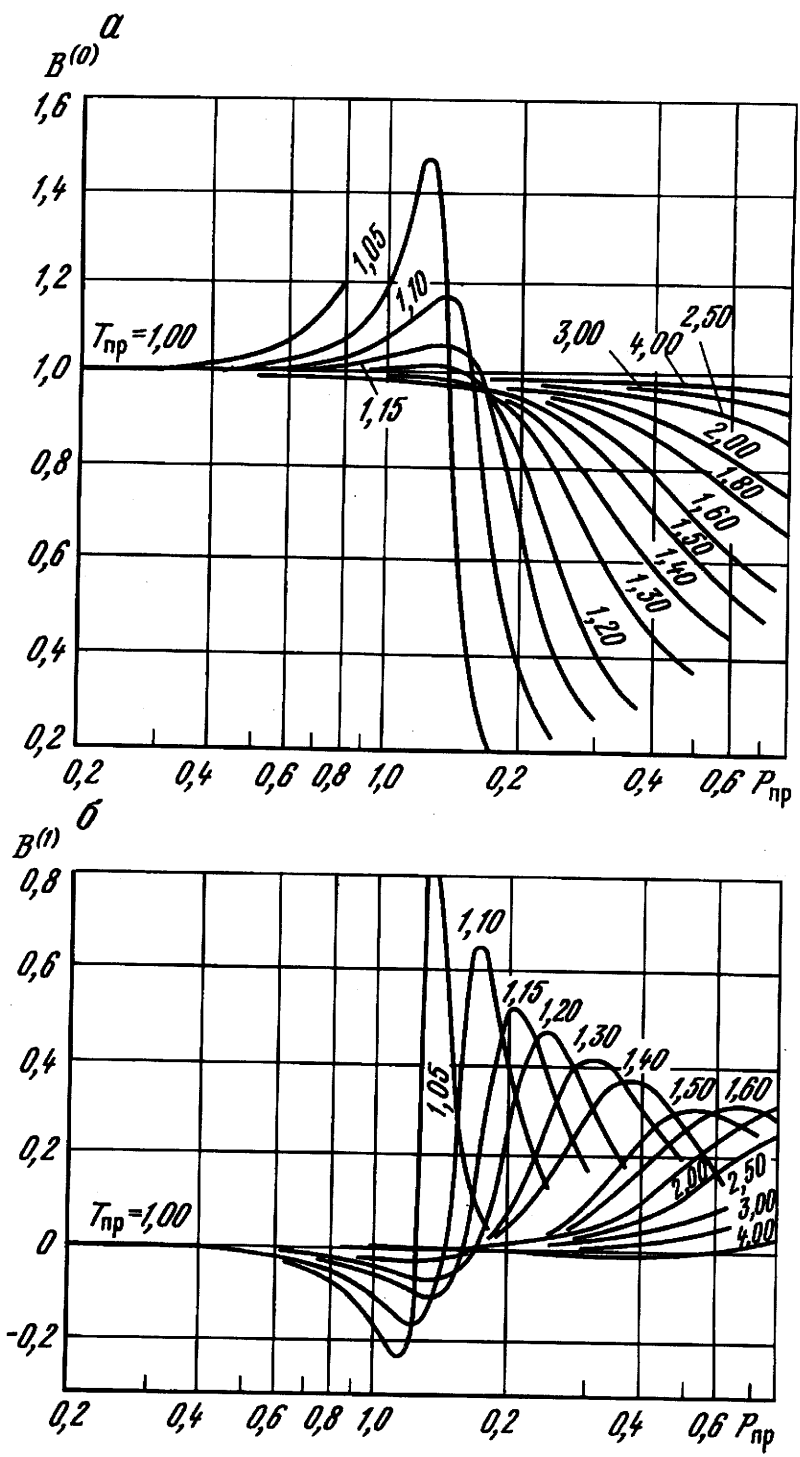


Рис. 34. Зависимости $B^{(0)}$ (*а*) и $B^{(1)}$ (*б*) от приведенных давления и температуры

Таблица 22

Расчет исходных параметров для определения теплоемкости газа

Компоненты газа	Молекулярная доля x_i, %	C_{Pi}^0, кДж/кг · град	M_i, кг · моль	$M_i x_i$	g_i, доля массовая	$C_{Pi}^0 g_i$, кДж/кг · град
CH_4	93,70	2,4857	16,042	15,030	0,8620	2,1426
C_2H_6	3,04	2,0934	30,068	0,914	0,0524	0,1097
C_3H_8	1,05	2,2834	44,094	0,463	0,0265	0,0605
C_4H_{10}	0,71	2,1654	58,120	0,413	0,0236	0,0511
C_5H_{12}	0,17	2,2094	72,151	0,123	0,0070	0,0155
CO_2	0,72	0,9093	44,011	0,317	0,0188	0,0169
H_2S	0,61	1,0467	28,016	0,171	0,0097	0,0101
Σ	100	–	–	17,431	1,000	2,4064

Компоненты газа	$P_{кpi}$, МПа	$P_{кpi}x_i$, МПа	$T_{кpi}$, К	$T_{кpi}x_i$, К	ω_i	$\omega_i x_i$
CH_4	4,699	4,399	190,55	178,54	0,0104	0,0097
C_2H_6	4,976	1,151	305,43	9,28	0,0986	0,0029
C_3H_8	4,333	0,045	369,82	3,88	0,1524	0,0016
C_4H_{10}	3,671	0,027	425,60	3,02	0,2010	0,0014
C_5H_{12}	3,448	0,006	469,65	0,80	0,2539	0,0004
CO_2	7,521	0,054	304,20	2,19	0,2310	0,0016
H_2S	9,135	0,056	373,60	2,28	0,1000	0,0006
Σ	–	4,74	–	200	–	0,0182

Значения $\Delta C_P^{(0)}$, и $\Delta C_P^{(1)}$ определяются графически из рис. 29, 30. Размерность величины ΔC_P зависит от размерности газовой постоянной R. В большинстве случаев используют значение R = 1,986 ккал/моль · град. В этом случае для получения теплоемкости в Дж/моль · град вычисленный результат умножают на 4186,8. Для получения темлоемкости в Дж/кг · град необходимо величину ΔC_P разделить на молекулярную массу газа M.

В интервалах изменения приведенных давления $0 < P_{пр} \leqslant 6$ и температуры $1 \leqslant T_{пр} \leqslant 4$ величины $\Delta C_P^{(0)}/R$ и $\Delta C_P^{(1)}/R$ могут быть определены графически из рис. 31. Для более высоких давлений значение ΔC_P может быть определено аналитическим путем. В частности, ΔC_P может быть рассчитана по приведенной форме уравнения Бенедикта–Вебба–Рубина, имеющего вид

$$\Delta C_p = C_P - C_P^0 = R[F_1 / F_2 + (C_1 + C_2)e^{-A_8\rho_{пр}^2} - C_1 - 6A_3\rho_{пр} / T_{пр}^3 - 1], \qquad (98.2)$$

$$C_1 = 6A_7 / A_8T_{пр}^3; \quad C_2 = 3A_7\rho_{пр} / T_{пр}^3, \qquad (99.2)$$

$$F_1 = T_{пр}\left[1 + 2A_1A_3\rho_{пр} / T_{пр}^3 + A_4\rho_{пр}^2 - 2A_7\rho_{пр}^2 / T_{пр}^3 \cdot (1 + A_8\rho_{пр}^2)e^{-A_8\rho_{пр}^2}\right], \qquad (100.2)$$

$$F_2 = T_{пр} + 2\rho_{пр}(A_1T_{пр} + A_2 + A_3 / T_{пр}^2) + 3\rho_{пр}^2(A_4T_{пр} + A_5) + 6A_5A_6\rho_{пр}^5 +$$

$$+\left[A_7\rho_{пр}^2 / T_{пр}^2\right](3 + 3A_6\rho_{пр}^2 - 2A_8^2\rho_{пр}^4)e^{-A_8\rho_{пр}^2}, \qquad (101.2)$$

где $T_{пр}$, $\rho_{пр}$ – приведенные параметры газа, т.е. приведенные температура и плотность смеси; $A_1 - A_8$ – постоянные коэффициенты, определяемые согласно [15].

Для определения изохорной теплоемкости C_υ можно использовать формулу

$$C_\upsilon = C_P^0 + \Delta C_\upsilon - R, \qquad (102.2)$$

где ΔC_υ – приращение изохорной теплоемкости, определяемое по формуле

$$\Delta C_\upsilon / R = \Delta C_\upsilon^{(0)} / R + \omega \Delta C_\upsilon^{(1)} / R. \qquad (103.2)$$

Значения $\Delta C_\upsilon^{(0)}/R$ и $\Delta C_\upsilon^{(1)}/R$ находят из рис. 32. Величина $\Delta C_\upsilon/R$ может быть вычислена и по формуле

$$\Delta C_\upsilon / R = \Delta C_P^{(0)} / R - \frac{[A^{(0)} + \omega A^{(1)}]^2}{B^{(0)} + \omega B^{(1)}} + 1, \qquad (104.2)$$

где $A^{(0)}$, $A^{(1)}$, $B^{(0)}$ и $B^{(1)}$ – коэффициенты, определяемые из рис. 33, 34.

Пример. Определить теплоемкость газа заданного в табл. 22 состава при P = 14,71 МПа и T = 410 К. Для вычисления C_P необходимо знать $C_{P_i}^0$. Значения $C_{P_i}^0$ определяют из рис. 27 или расчетным путем. По известному x_i вычисляют g_i. Затем по формуле (88.2) рассчитывают $C_{P\text{см}}^0 = 2{,}406$ (см. табл. 22). Согласно заданному составу вычисляют $P_{\text{пк}}$ и $T_{\text{пк}}$, а затем $P_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$. Эти расчеты приведены в табл. 22. При этом $P_{\text{пр}}$ = 14,71/4,74 = 3,10, $T_{\text{пр}}$ = 410/200 = 2,05. Из рис. 28 для полученных $P_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$ находят ΔC_P = = 0,355 кДж/кг · град. Тогда $C_P = C_P^0 + \Delta C_P$ = 2,406 + 0,355 = 2,761.

Для вычисления ΔC_P по трем параметрам используют формулу (97.2). По известным $P_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$ из рис. 29 и 30 находят $\Delta C_P^{(0)}$ = 0,77 и $\Delta C_P^{(1)}$ = 0,11, а затем вычисляют ΔC_P и C_P:

ΔC_P = 8,315 (0,77 + 0,0182 · 0,11)/17,431 = 0,367 кДж/кг · град,

C_P = 2,406 + 0,367 = 2,773 кДж/кг · град.

2.8. ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ ГАЗА

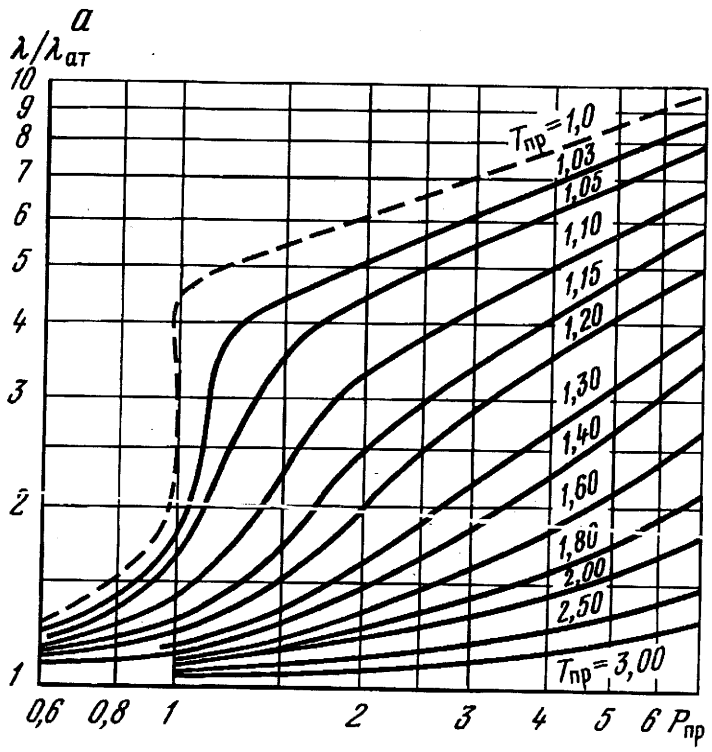
Теплопроводность газа – это количество тепла, проходящего через его массы без перемещения, конвекции и теплообмена. Количество передаваемого тепла в газовой среде пропорционально градиенту температуры, площади передачи F, продолжительности процесса теплопередачи τ и выражается формулой

$$Q = \lambda F \tau \Delta t / \Delta L, \qquad (105.2)$$

где $\Delta t = t_2 - t_1$ – разность температуры по обе стороны газовой среды толщиной ΔL; λ – коэффициент пропорциональности между количеством тепла и параметрами газовой среды.

Количество тепла, проходящего через единицы площади и толщины за единицы времени при разности температур, равной 1 град, принято называть коэффициентом теплопроводности. Коэффициент теплопроводности измеряется в Дж/м · с · град или Вт/м · град.

Теплопроводность газов зависит от давления, температуры и состава газа и определяется графическим или аналитическим путем. Все аналитические выражения для определения коэффициента теплопроводности получены путем аппроксимации экспериментальных кривых. Наиболее простым способом является определение λ с использованием графических зависимостей $\lambda/\lambda_{\text{ат}}$ и $\lambda/\lambda_{\text{кр}}$ от приведенных давления и температуры, показанных на рис. 35 и 36, или зависимости $(\lambda - \lambda_{\text{ат}})$ от приведенной плотности $\rho_{\text{пр}}$, показанной на рис. 37. Для определения λ с использованием рис. 36 необходимо вычислить величину $\lambda_{\text{кр}}$, т.е. теплопроводность газа при критических $P_{\text{кр}}$ и $T_{\text{кр}}$.



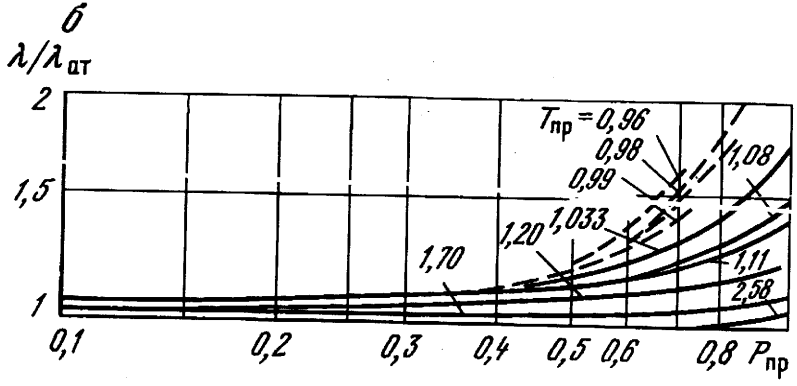


Рис. 35. Зависимость приведенной теплопроводности $\lambda/\lambda_{ат}$ газов от приведенных давления и температуры

а – $0,6 \leqslant P_{пр} \leqslant 6$; *б* – $0,1 \leqslant P_{пр} \leqslant 1$

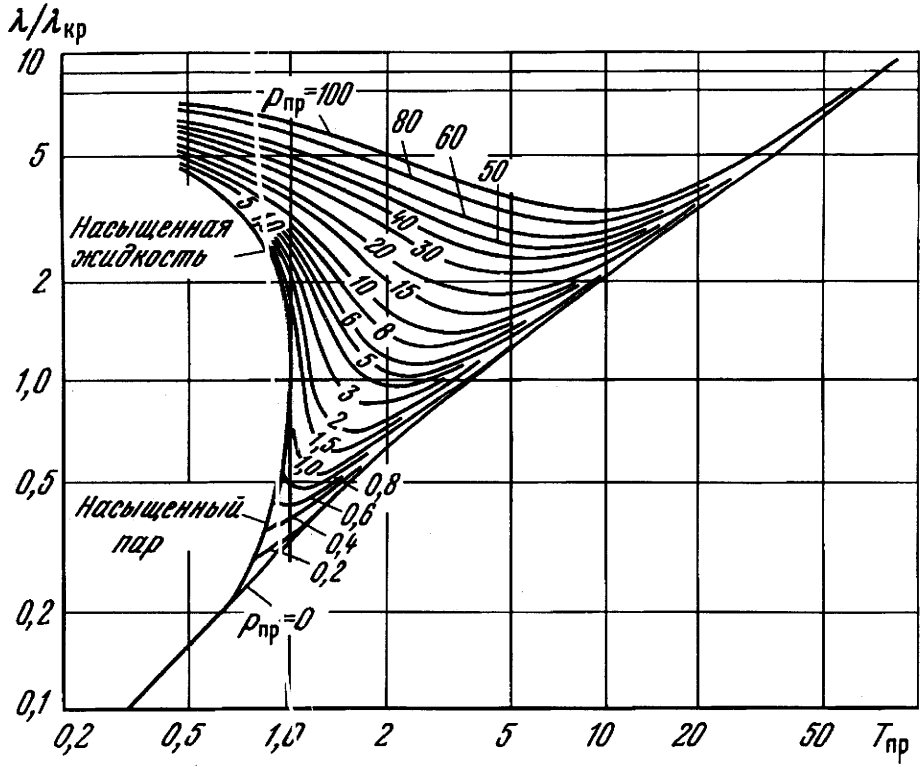


Рис. 36. Зависимость приведенной теплопроводности $\lambda/\lambda_{кр}$ газов от приведенных давления и температуры

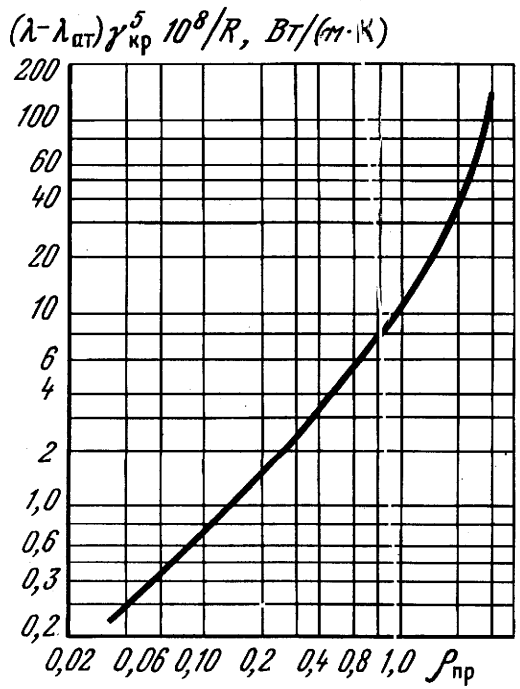


Рис. 37

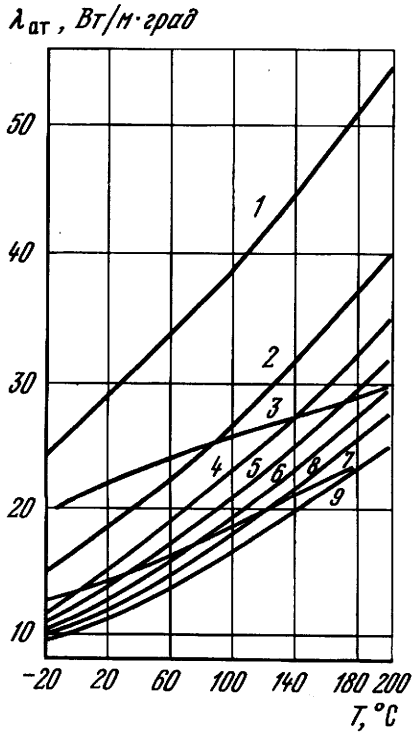


Рис. 38

Для газовых смесей $\lambda_{кр}$ должна быть определена как псевдокритическая теплопроводность по формуле

$$\lambda_{пкр} = 12,24 \cdot 10^{-5} M_{см}^{1/2} P_{пк}^{2/3} / T_{пк}^{1/6}, \text{ Вт/ м} \cdot \text{град} \qquad (106.2)$$

где $M_{см}$ – молекулярная масса смеси, определяемая по формуле

$$M_{см} = \sum_{i=1}^{n} x_i M_i; \qquad (107.2)$$

$P_{пк}$ – псевдокритическое давление, $P_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i P_{кi}$; $T_{пк}$ – псевдокритическая температура, равна $T_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i T_{кi}$.

При использовании рис. 35 и 37 для определения λ необходимо вычислить величину $\lambda_{ат}$, т.е. коэффициент теплопроводности при заданной температуре и атмосферном давлении $P_{ат} = 0,1$ МПа. Величину $\lambda_{ат.см}$ можно определить несколькими расчетными методами. Ниже приводятся два наиболее приемлемых метода расчета.

1. Определение $\lambda_{ат.см}$ по формуле

$$\lambda_{ат.см} = \sum_{i=1}^{n} \lambda_{атi} / \left[1 + \sum_{j=1}^{n} A_{ij} x_i / x_j \right], \qquad (108.2)$$

где $\lambda_{ат.i}$ – коэффициент теплопроводности i-го компонента; A_{ij} – параметр взаимодействия, определяемый по формуле

$$A_{ij} = 0,25 \left\{ 1 + \left[\left[\mu_{атi} / \mu_{атj} \right] (M_i / M_j)^{0,75} \frac{1 + S_i / T}{1 + S_j / T} \right]^{0,50} \right\} \frac{1 + S_{ij} / T}{1 + S_i / T}; \qquad (109.2)$$

$\mu_{атi}$, $\mu_{атj}$ – коэффициенты вязкости при заданной температуре и атмосферном давлении i-го и j-го компонентов соответственно; S_{ij} – постоянный коэффициент, определяемый по формуле

$$S_{ij} = C_s (S_i S_j)^{0,50}; \qquad (110.2)$$

C_S – коэффициент, зависящий от природы компонентов.

Если смесь состоит из близких по природе компонентов, например только из полярных или только неполярных компонентов, то $C_S \approx 1$. Если газ состоит из различных по природе компонентов, то величина C_S может быть принята $C_S = 0,733$. Значения коэффициентов S_i и S_j определяются по эмпирическим формулам:

$$S_j = 1,5 T_{кипj}, \qquad (111.2)$$

где $T_{кипj}$ – температура кипения j-го компонента, значение которой определяется из табл. 2.

2. С погрешностью до 5% значение $\lambda_{ат.см}$ может быть определено по формуле

$$\lambda_{ат.см} = \sum_{i=1}^{n} x_i \lambda_{атi} M^{1/3} / \sum_{i=1}^{n} x_i M_i^{1/3}. \qquad (112.2)$$

Рис. 37. Зависимость $\Delta\lambda = \lambda - \lambda_{ат}$ от приведенной плотности газов

Рис. 38. Зависимость теплопроводности компонентов природных газов $\lambda_{ат}$ при атмосферном давлении от температуры

1–9 – теплопроводность газов при $P_{ат}$: *1* – метана, *2* – этана, *3* – азота, *4* – пропана, *5* – *n*-бутана, *6* – *n*-пентана, *7* – углекислого газа, *8* – *n*-гексана, *9* – *n*-гептана

Величина $\lambda_{ат.i}$ в формуле (112.2) определяется в зависимости от заданных температурных условий и состава газа из рис. 38, по табличным данным или расчетным путем. В частности:

– для метана, нафтеновых и ароматических углеводородов при $T_{пр} < 1$

$$\lambda_{ат i} = 2,047 \cdot 10^{-3} C_{pi}^{0} / \xi_i; \tag{113.2}$$

– для остальных углеводородов при любых температурах

$$\lambda_{ат i} = 0,46 \cdot 10^{-3} C_{pi}^{0} (14,52 T_{прi} - 5,14)^{2/3} / \xi_i; \tag{114.2}$$

– для неуглеводородных компонентов при $T_{пр} < 1$

$$\lambda_{ат i} = 0,46 \cdot 10^{-3} C_{pi}^{0^{3/4}} (20 Z_{кi} + 1,08) T_{прi}^{1,81 - 2,604 Z_{кi}}; \tag{115.2}$$

– для неуглеводородных компонентов при $1 \leqslant T_{пр} \leqslant 3$

$$\lambda_{ат i} = 0,46 \cdot 10^{-3} C_{pi}^{0^{3/4}} [(195 Z_{кi} - 31,94) T_{прi} + 16,83 - 82,50 Z_{кi}]^{1,524 - 2,8 Z_{кi}}; \tag{116.2}$$

– для неуглеводородных компонентов при $3 \leqslant T_{пр} \leqslant 15$

$$\lambda_{ат i} = 0,46 \cdot 10^{-3} C_{pi}^{0^{3/4}} [(7,18 - 18,25 Z_{кi}) T_{прi} + 10,21 Z_{кi} - 4,91]^{1,079 - 1,97 Z_{кi}}. \tag{117.2}$$

В формулах (113.2) – (117.2) C_P^0 измеряется в Дж/моль · град, P – в МПа, T – в К и λ – в Вт/м · град, где $Z_{кi}$ – коэффициент сверхсжимаемости i-го компонента при $P_{кр}$ и $T_{кр}$; ξ_i определяется по формуле (113.2) при известных M_i и критических параметрах i-го компонента $P_{кр}$ и $T_{кр}$; C_{Pi}^0 – изобарная теплоемкость газа при атмосферном давлении и заданной температуре.

Аналитически величина λ может быть определена по формулам при известных $\lambda_{ат.см}$, критической величине сверхсжимаемости $Z_к$, приведенной плотности газа и параметра ξ, зависящего от молекулярной массы смеси и критических давлении и температуры.

При $\rho_{пр} < 0,5$ величина λ определяется по формуле

$$\lambda = \lambda_{ат.см} + \frac{14,0 \cdot 10^{-8} (e^{-0,535 \rho_{пр}} - 1)}{\xi Z_{пк}^5}; \tag{118.2}$$

при $0,5 \leqslant \rho_{пр} \leqslant 2$

$$\lambda = \lambda_{ат.см} + \frac{13,1 \cdot 10^{-8} (e^{-0,67 \rho_{пр}} - 1,069)}{\xi Z_{пк}^5} \tag{119.2}$$

и при $\rho > 2$

$$\lambda = \lambda_{ат.см} + \frac{2,976 \cdot 10^{-8} (e^{-1,155 \rho_{пр}} + 2,016)}{\xi Z_{пк}^5}, \tag{120.2}$$

где $\rho_{пр}$ – приведенная плотность газа, определяемая по формуле

$$\rho_{пр} = \rho / \rho_к = Z_{пк} T_{пк} P / Z T P_{пк}. \tag{121.2}$$

$Z_{пк}$ – псевдокритический коэффициент сверхсжимаемости, определяемый по формуле

$$Z_{пк} = \sum_{i=1}^{n} X_i Z_{кi}, \qquad (122.2)$$

где $Z_{кi}$ – коэффициент сверхсжимаемости при $P_{кpi}$ и $T_{кpi}$ i-го компонента; x_i – мольная (объемная) доля i-го компонента в составе газа; Z – коэффициент сверхсжимаемости при заданной давлении P и температуре T.

Параметр ξ определяется по формулам

$$\xi_{см} = \sum_{i=1}^{n} x_i \xi_i; \quad \xi_i = \sum_{i=1}^{n} M_i^{1/2} T_{кi}^{1/6} / P_{кi}^{2/3} \text{ или } \xi_{см} = T_{пк}^{1/6} M_{см}^{1/2} / P_{пк}^{2/3}. \qquad (123.2)$$

Значения $\lambda_{ат.см}$ вычисляются одним из приведенных выше способов, в зависимости от требуемой точности расчетов.

2.9. ДРОССЕЛИРОВАНИЕ ГАЗА. КОЭФФИЦИЕНТ ДЖОУЛЯ–ТОМСОНА

Дросселирование – расширение газа при постоянной энтальпии в процессе его прохождения через дроссель (т.е. через местное сопротивление, каковым являются диафрагмы, сопла, штуцера, вентиль, кран, сужение трубы и т.д.), сопровождающееся изменением температуры, вызванным затратой энергии на преодоление внутренних молекулярных сил взаимного притяжения. Процесс, происходящий при этих условиях, т.е. при постоянстве энтальпии, называется адиабатическим. Изменение температуры газа при изоэнтальпийном расширении называется дроссель-эффектом и установлено Джоулем и Томсоном. Отношение изменения температуры к изменению давления называется коэффициентом Джоуля–Томсона и определяется формулой

$$D_i = [\partial T / \partial P]_i. \qquad (124.2)$$

Коэффициент Джоуля–Томсона зависит от состава газа, давления и температуры, изменяется в широких пределах и может иметь положительный и отрицательный знак. Отрицательный знак коэффициента Джоуля–Томсона показывает, что дросселирование сопровождается нагреванием газа. Для природных газов при температурах и давлениях, встречаемых на практике, дросселирование всегда сопровождается охлаждением газа. С увеличением давления за его критическим значением коэффициент Джоуля–Томсона уменьшается и проходит через нуль, т.е. через инверсионную точку, и становится отрицательным. В этом случае газ при дросселировании нагревается. Чем выше давление, тем значительнее нагревание газа. Для определения инверсионной точки может быть использована формула

$$D = [T(\partial \upsilon / \partial T)_p - \upsilon] / C_p, \qquad (125.2)$$

где υ – объем газа; $\partial \upsilon$ – изменение объема при постоянном давлении в результате изменения температуры на ∂T; C_P – теплоемкость газа при постоянном давлении.

Приравнивая к нулю коэффициент ε и задаваясь различными значениями температуры в точке инверсии, находят объем и давление газа заданного состава, соответствующие этой точке. В результате получают инверсионную кривую. В табл. 23 даны значения приведенных давления, температуры и объем, при которых $\varepsilon = 0$. Эти величины получены из уравнения состояния Редлика–Квонга.

Значение коэффициента Джоуля–Томсона может быть определено экспериментально и расчетным путем. Как правило, для проведения термогазогидродинамических расчетов используют аналитический способ определения коэффициента Джоуля–Том-

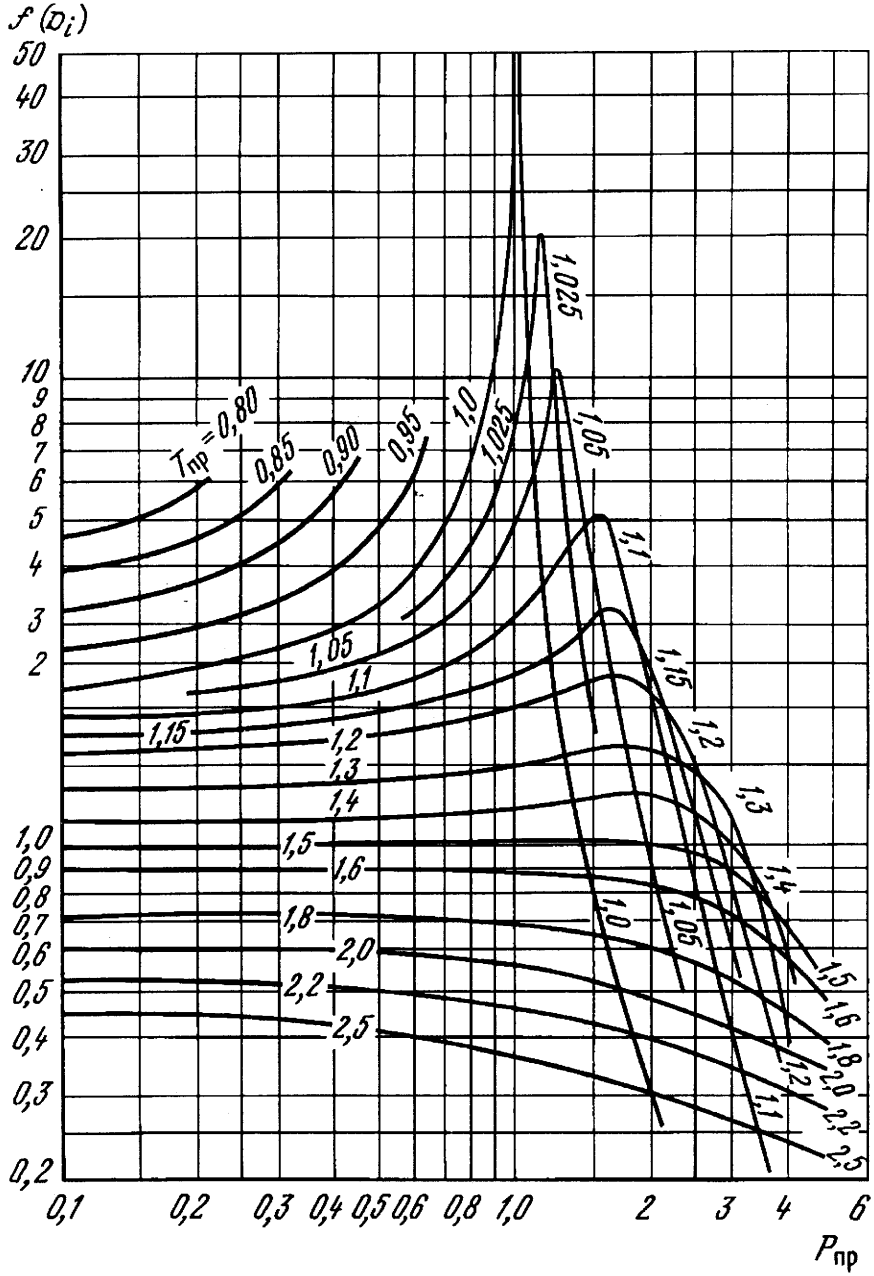


Рис. 39. Зависимость обобщенной функции $f(D_i)$ от приведенных давления и температуры

сона и с помощью формулы

$$D_i = T_k f(D_i) / P_к C_р \qquad (126.2)$$

определяют D_i. В формуле (126.2) $T_к$, $P_к$ – критические температура и давление газа, метод определения которых в зависимости от состава газа изложен в разделе 2.2; $f(D_i)$ – функция, определяемая по графику из рис. 39 в зависимости от приведенных давления и температуры газа. Функция $f(D_i)$ имеет размерность теплоемкости газа и

Таблица 23

Значения давления, температуры и объема в инверсионной точке

$P_{пр}$	$T_{пр}$	$\upsilon_{пр}$	$P_{пр}$	$T_{пр}$	$\upsilon_{пр}$	$P_{пр}$	$T_{пр}$	$\upsilon_{пр}$
1,273	0,8	0,393	10,631	2,5	0,821	4,067	4,5	3,472
4,813	1,0	0,428	9,668	3,0	1,060	1,094	5,0	9,017
9,294	1,5	0,527	8,145	3,5	1,428			
10,747	2,0	0,653	6,242	4,0	2,069			

аналитически выражается формулой

$$f(D_i) = 1,44[\upsilon_{пр} - T_{пр}(\partial\upsilon_{пр} / \partial T_{пр})P_{пр}], \qquad (127.2)$$

где $\upsilon_{пр} = \upsilon/\upsilon_к$ – приведенный объем газа.

Графические зависимости $f(D_i)$, показанные на рис. 39 в диапазоне изменений $1,6 \leqslant T_{пр} \leqslant 2,1$ и $0,8 \leqslant P_{пр} \leqslant 3,5$, могут быть выражены формулой

$$f(D_i) = 2,343T_{пр}^{-2,04} - 0,071(P_{пр} - 0,8). \qquad (128.2)$$

Для определения изменения температуры в результате дросселирования газа можно пользоваться номограммой, построенной для метана и показанной на рис. 40. Для определения величины температуры газа после дросселирования на графике находят точку с координатами, соответствующими давлению P_1 и температуре T_1 до дросселирования. От этой точки проводят параллельно ближайшей изоэнтальпийной кривой линию до заданного после дросселирования давления P_2 и определяют T_2.

Средний коэффициент Джоуля–Томсона при использовании изоэнтальпийных диафрагм определяется по формуле

$$D_i = \Delta T/\Delta P \qquad (129.2)$$

или из выражения для определения конечной температуры газа после дросселирования

$$1/T_2 = 1/T_1 - \frac{3,57\overline{P}_{пр}^{-1/4}}{\overline{C}_P T_{пр1}} \times$$

$$\times[5\cdot10^{-6}\ln P_1/P_2 + 0,029\cdot10^{-6}(P_1^2 - P_2^2) - 20,9\cdot10^{-6}(P_1 - P_2)], \qquad (130.2)$$

где

$$\overline{P}_{пр} = [P_1 + P_2]/2P_к; \quad T_{пр1} = T_1/T_к; \quad \overline{C}_p = \overline{C}_p(\overline{P}_{пр}, T_{пр1}); \qquad (131.2)$$

$\overline{C}_p$ – средний коэффициент теплоемкости, рассчитанный для условий средних до и после дросселя давлений и температуры перед дроссельным устройством.

Интегральный дроссель-эффект может быть рассчитан и по уравнению состояния Битти–Бриджмена с помощью формулы

$$T_2 = T_1 + \frac{1}{\overline{C}_p}\left[P_2\upsilon_2 - P_1\upsilon_1 + (T_1\beta^1 \quad -\beta)(1/\upsilon_1 - 1/\upsilon_2) + \right.$$

$$\left. + \frac{T_1\gamma_1 - \gamma}{2}(1/\upsilon_1^2 - 1/\upsilon_2^2) + \frac{T_1\delta^1 - \delta}{3}(1/\upsilon_1^3 - 1/\upsilon_2^3)\right], \qquad (132.2)$$

где

$$\beta^1 = B_0R + 2CR/T^3, \quad \beta = -A_0 + BRT - CR/T^2, \qquad (133.2)$$

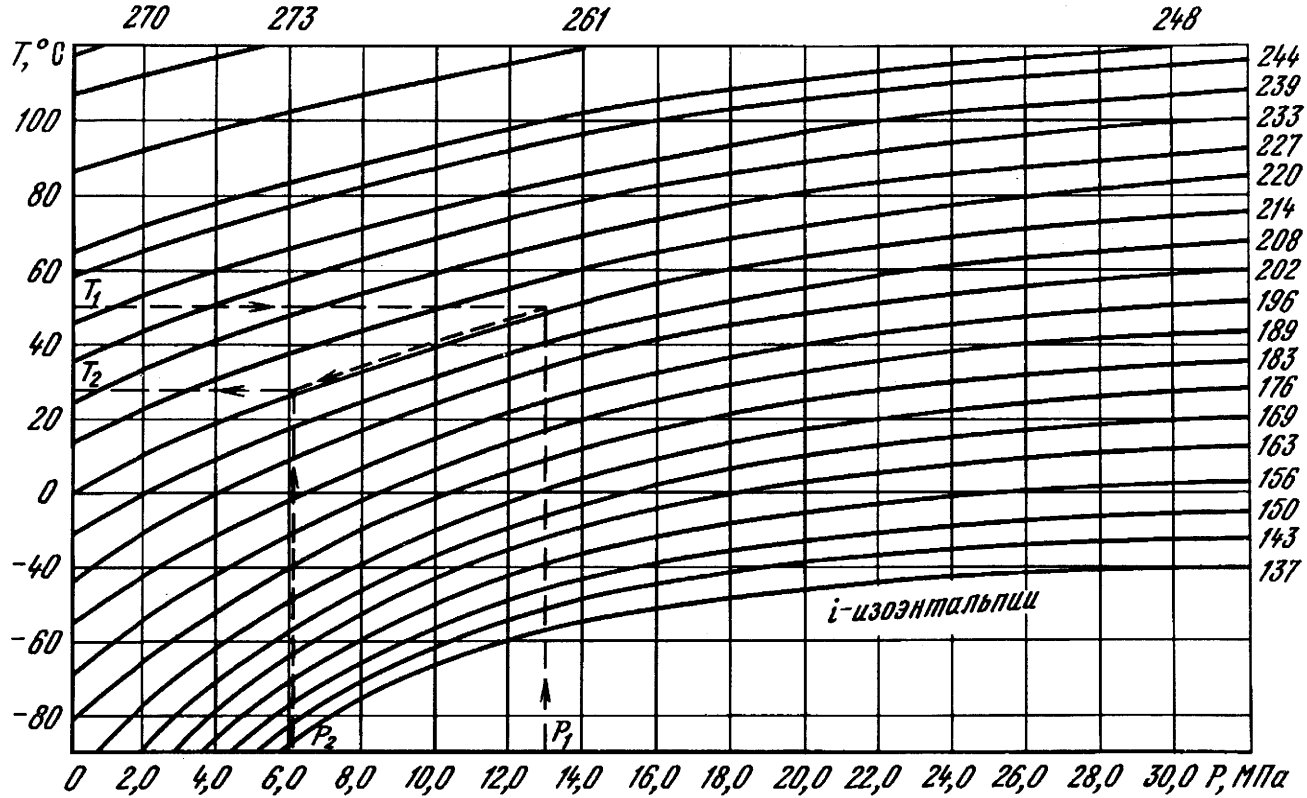


Рис. 40. Номограмма для определения интегрального дроссель-эффекта метана
Пояснение см. в тексте

Таблица 24

Значения коэффициентов в уравнении состояния Битти–Бриджмена

Компонент газа	A_0	a	B_0	b	$C \cdot 10^{-4}$
Метан	2,2769	0,01855	0,05587	–0,1587	12,83
Этан	5,8800	0,05861	0,09400	0,01915	90,00
Пропан	11,9200	0,07321	0,18100	0,04293	120,00
n-Бутан	17,7940	0,12161	0,24620	0,09423	350,00
i-Бутан	16,6037	0,11171	0,23540	0,07697	300,00
Азот	1,3445	0,02617	0,05046	–0,00691	4,20
Углекислый газ	5,0065	0,07132	0,10476	0,07235	66,00

$$\gamma_1 = 2CB_0R/T^3 - bB_0R, \quad \gamma = aA_0 - bB_0R/T - CB_0R/T^2, \tag{134.2}$$

$$\delta^1 = -2bCB_0R/T^3, \qquad \delta = bCB_0R/T^2, \tag{135.2}$$

A_0, B_0, a, b, C – коэффициенты уравнения Битти–Бриджмена, значения которых для компонентов природного газа приведены в табл. 24.

В формуле (132.2) T – в К; υ – в м^3/кг; C_P – в Дж/(кг · К) и P – в МПа.

Пример 1. Определить коэффициент Джоуля–Томсона при снижении давления от P_1 = 25,5 МПа до P_2 = = 14,71 МПа для газа, состав которого приведен в табл. 22, с начальной температурой 410 К.

Одним из способов, описанных в разделе 7.2, определяем теплоемкость газа C_P для $P_{ср} = (P_1 + P_2)/2$ = = (25,5 + 14,71)/2 = 20,10 МПа и T = 410 К. Получаем C_P = 53,42 кДж/(кмоль · К).

Определяем $P_{пр}$ и $T_{пр}$: $P_{пр}$ = 20,10/4,65 = 4,33, $T_{пр}$ = 410/200 = 2,05. По рис. 39 для полученных $P_{пр}$ и $T_{пр}$ находим $f(D_i)$ = 1,47 кДж/кг · моль · К.

По формуле (126.2) находим

$$D_i = \frac{200 \cdot 1,47}{4,65 \cdot 3,42} = 1,184.$$

Пример 2. Определить температуру газа после дросселирования от 25,5 до 14,71 МПа с начальной температурой T_1 = 393 К. Состав газа приведен в табл. 22.

На рис. 40 проводим линию от точки с начальной температурой 393 К и давлением 25,5 МПа параллельно ближайшей линии до давления P_2 = 14,71 МПа. Температура в этой точке равна 375 К.

Средний коэффициент Джоуля–Томсона

$D_{ср}$ = (393 – 375)/(25,5 – 14,71) = 1,67 град/МПа.

2.10. ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ И ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Природные газы представляют собой смесь углеводородных и неуглеводородных газов и в зависимости от термодинамических условий и состава находятся в однофазном или двухфазном состоянии. При изменении термодинамических условий, которое имеет место в процессе разработки газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений, в процессах фильтрации смеси в пористой среде и при движении ее по стволу скважины, а также при транспорте и переработке, происходят фазовые переходы. Изменение термодинамических условий приводит к образованию жидкой фазы из газообразной, газообразной фазы из жидкой. В условиях термодинамического равновесия происходит равновесный массообмен компонентов между фазами. Распределение углеводородов между фазами двухфазной равновесной системы протекает в соответствии с упругостью насыщенных паров углеводородов и их мольными концентрациями. При изменении равновесия в системе происходит перераспределение между фазами до выравнивания парциального давления каждого компонента в паровой и жидкой фазах.

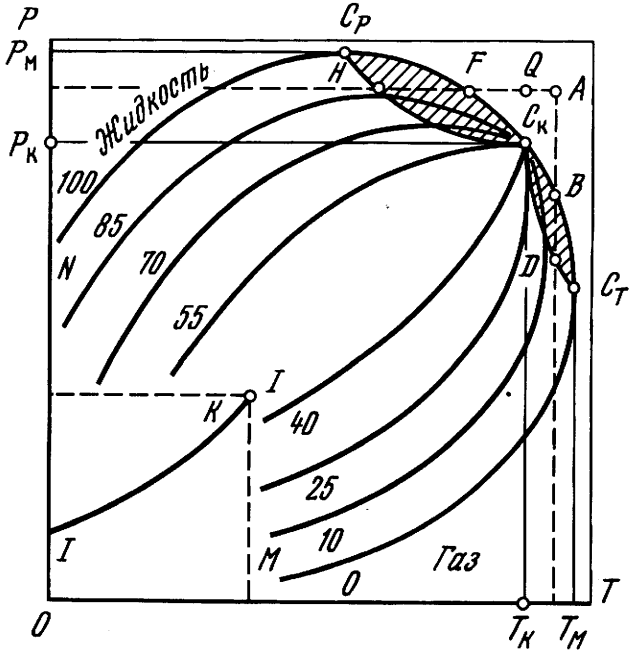


Рис. 41. Фазовое состояние газовых смесей в координатах P и T
Пояснение см. в тексте

Фазовая концентрация компонентов смеси определяется уравнениями

$$X_i = \eta_i K_i / [V(K_i - 1) + 1], \tag{136.2}$$

$$Y_i = \eta_i / [V(K_i - 1) + 1], \tag{137.2}$$

где X_i, Y_i – мольные доли i-го компонента в исходной смеси газовой и жидкой фаз соответственно; K_i – постоянные фазового равновесия.

Коэффициенты распределения i-го компонента в паровую и жидкую фазы представляют собой

$$K_i = X_i/Y_i, \tag{138.2}$$

т.е. отношение доли i-го компонента в газовой фазе к мольной доле этого компонента в жидкой фазе; V – мольная доля паровой фазы в исходной смеси, определяемая по формуле

$$V = N_п/N, \tag{139.2}$$

$N_п$ – число молей паровой фазы в исходной смеси; N – общее число молей исходной смеси.

Значения констант фазового равновесия определяются экспериментально или расчетным путем.

Фазовое состояние газовых смесей в системе давление–температура показано на рис. 41. Обычно аналогичная диаграмма для чистого углеводорода характеризуется кривой испарения, показанной на рис. 41 линией *I–I*. Ниже этой кривой существует только паровая, а выше – только жидкая фаза. Конечная точка *K* на кривой является критической. Эта точка характеризует максимальную температуру T_K, при которой существует граница раздела фаз. На этой точке средняя молекулярная кинематическая энергия становится равной потенциальной энергии притяжения молекул. При превышении этой температуры происходит разрыв энергии притяжения молекул и вся жидкость переходит в газовую фазу.

В отличие от чистых углеводородов фазовая диаграмма смеси показывает, что существует область двухфазного состояния внутри кривой $NC_PFC_кBC_TM$. Причем при заданной температуре с увеличением давления увеличивается объем жидкой фазы. Вне кривой $NC_PFC_к$ смесь находится в однофазном жидком состоянии в области выше и левее линии $NC_PFC_к$ и в однофазном газовом состоянии ниже и правее линии $C_кBC_TM$. Области существования двухфазного и однофазного жидкого состояния разделяет кривая точек $NC_PFC_к$, а однофазного газового состояния – кривая точек $MC_TBC_к$. Эти кривые сходятся в критической точке $C_к$. Давление и температура, соответствующие этой точке, являются критическими. В отличие от чистых веществ, входящих в состав пластовых смесей, пластовые флюиды газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений находятся в двухфазном состоянии при давлениях и температурах, превышающих их критические значения в областях $C_кP_к$ и $C_кT_к$.

Поэтому критическая точка фазовой диаграммы многокомпонентной системы не является точкой максимальных давления и температуры, при которых еще возможно сосуществование в равновесии двух фаз. Такими точками на диаграмме смеси являются C_P – максимальное давление и C_T – максимальная температура.

Заштрихованные области на фазовой диаграмме – это ретроградные зоны, в которых конденсация и испарение системы происходят в направлении, обратном фазовым изменениям чистого вещества – отдельного компонента газа. При изотермическом повышении давления происходит испарение жидкой фазы, а при изобарном повышении температуры – конденсация паровой фазы.

Ширина двухфазной области и расположение критической точки на диаграмме и точек максимального давления C_P и максимальной температуры C_T зависят от состава смеси. Если в смеси доминирует концентрация метана, что характерно для газовых месторождений, то двухфазная область сужается и располагается в зоне отрицательных температур, как это видно из рис. 41. В этом случае точка, соответствующая начальным значениям пластового давления и температуры, находится правее точки максимальной температуры C_T. Поэтому при разработке месторождения пластовые давления и температура не пересекают двухфазную область и в пласте жидкая фаза – конденсат не выделяется. Если давление и температура смеси по пути движения газа не пересекают двухфазную область, то это означает, что конденсат в этой области не выделяется.

При содержании в пластовой смеси группы C_{5+} больше 1% ширина фазовой диаграммы достигает таких размеров, что пластовая температура, как правило, находится между критической и точкой с максимальной температурой. Поэтому при снижении давления ниже давления начала конденсации происходит выделение конденсата. Как правило, по мере увеличения глубины залегания месторождения растет содержание углеводородов группы C_{5+} в смеси, что ведет к увеличению критической температуры смеси. С увеличением содержания C_{5+} в газе ширина двухфазной области фазовой диаграммы увеличивается. Возможны случаи, когда смеси одинакового или очень близкого состава могут в зависимости от соотношения между пластовой и критической температурами проявлять себя как газоконденсатные, если пластовая температура выше критической, или как нефтегазовые, если пластовая температура ниже критической температуры смеси. Поэтому четкой границы между газоконденсатными и нефтегазовыми замерами с высоким содержанием конденсата и газа не установлено.

По обобщенным параметрам содержание в газе конденсата, приведенного к стандартным условиям, или по количеству газа, выделившегося в стандартных условиях из 1 м^3 жидкой продукции, по плотности выделяющейся в сепараторе углеводородной жидкости и по ее цвету определить тип пластового флюида затруднительно. Поэтому в таких случаях без исследования фазового состояния смеси определить, является ли она нефтегазовой и газоконденсатной, не представляется возможным.

Ориентировочными критериями, позволяющими отнести пластовую систему к газоконденсатной залежи, могут быть газовый фактор и плотность стабилизированного конденсата. Если содержание конденсата не превышает $1 \cdot 10^{-3}$ м^3/м^3 газа или газовый фактор не выше 1100 м^3/м^3 конденсата и плотность конденсата не превышает 800 кг/м^3, то такая система проявляет себя как газоконденсатная.

Фазовое поведение пластовых систем существенно влияет на технику, технологию и методику исследования и обработки полученных результатов. Давление и температура, при которых происходят фильтрация смеси в пласте и ее движение в стволе скважины и промысловых сооружениях, соответствуют области существования газоконденсатной смеси в двухфазном состоянии, в том числе и в ретроградной зоне. Поэтому при газоконденсатных и газогидродинамических исследованиях и отборе проб пластовой смеси необходимо обеспечить достоверность получаемой информации с учетом фазовых переходов в системе пласт–газопровод.

При исследовании разведочных скважин и в начальной стадии эксплуатационных в большинстве случаев забойное давление оказывается ниже давления начала конденсации пластовой смеси. Выделяющаяся при этом в призабойной зоне жидкая фаза не выносится. При этом имеет место накопление конденсата в призабойной зоне, что приводит к обеднению высококипящими углеводородами добываемой смеси. В результате конденсатно-газовый фактор и свойства добываемой продукции, особенно фракционный состав конденсата, в процессе исследования скважины меняются. Дальнейшее снижение давления и температуры по стволу работающей скважины приводит к дополнительному выделению жидкой фазы, вынос на поверхность которой является обязательным условием для получения достоверной информации.

Отсутствие надежных методов и аппаратуры для отбора представительной пробы из двухфазного потока ведет к необходимости отбора пробы каждой из равновесных газовой и жидкой фаз, измерения их состава и соотношения для последующего расчета состава пластовой смеси.

2.11. МЕЖФАЗНОЕ ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ

Межфазное поверхностное натяжение граничного слоя между жидкостью и газом – это сила, действующая в плоскости поверхности жидкой фазы, приходящаяся на единицу длины поверхностного слоя и направленная перпендикулярно этой длине. Единица измерения поверхностного натяжения σ H/м. Величина σ зависит от давления, температуры и состава газа и жидкостей.

Значение поверхностного натяжения отдельных компонентов приближенно определяется по эмпирической формуле:

$$\sigma = [\Pi(\rho_{ж} - \rho_{г})]^4 \cdot 10^{-3} H / м, \qquad (140.2)$$

где $\rho_{ж}\rho_{г}$ – плотности жидкой и газовой фаз, кг/м^3; мольные концентрации жидкой и газовой фаз – соответственно в моль/10^{-6} м^3; П – постоянная, названная парахором, представляет собой относительный объем двух жидкостей с равным поверхностным натяжением. Парахор практически не зависит от температуры и для индивидуальных компонентов может быть определен по молекулярной массе компонентов:

$$\Pi_i = 30 + 2{,}82M_i \qquad (141.2)$$

в интервале изменения $16 \leqslant M_i \leqslant 114$ и

$$\Pi_i = 189 + 1{,}43M_i \qquad (142.2)$$

в интервале изменения молекулярной массы $114 \leqslant M \leqslant 170$.

Парахоры жидкой или газовой смеси определяются по формуле

$$\Pi_{см} = \sum_{i=1}^{n} \Pi_i x_i. \qquad (143.2)$$

Таблица 25

Значения парахоров отдельных компонентов и параметра B в формуле (144.2)

Компонент	Метан	Этан	Пропан	*i*-Бутан	*n*-Бутан	*i*-Пентан
Парахор П	73,2	112,2	181,5	190,2	225,0	219,2
B	3,409	3,630	3,681	–	3,687	–

Компонент	*n*-Пентан	Гексан	Гептан	Октан	Нонан	Декан
Парахор П	268,2	307,2	346,2	385,2	424,2	463,2
B	3,695	3,726	3,781	3,852	3,865	3,855

Компонент	Ундекан	Додекан	Азот	Сероводород	Углекислый газ	Вода
Парахор П	502,2	60,0	82,4	82,4	85,0	52,4
B	3,641	3,815	3,414	–	3,505	4,310

Значения парахоров отдельных компонентов и параметра B (см. ниже) приведены в табл. 25.

Для приближенных расчетов значение парахора отдельных компонентов может быть определено по формуле

$$\text{П} = A_{\text{к}}^{3,911} V_{\text{к}} / B, \qquad (144.2)$$

где $A_{\text{к}}$ – параметр, определяемый по известным критическим параметрам по формуле

$$A_{\text{к}} = (10,2P_{\text{к}})^{2/3} T_{\text{к}}^{1,3} (0,133\alpha_{\text{к}} - 0,281), \qquad (145.2)$$

где $P_{\text{к}}$, $T_{\text{к}}$ – критические давление и температура, соответственно в МПа и К; $V_{\text{к}}$ – мольный объем в критической точке, 10^{-6} м^3/моль; B – параметр, определяемый по табличным данным для каждого компонента и приведенный в табл. 25.

Значение коэффициента $\alpha_{\text{к}}$ может быть определено по известному фактору ацентричности по формуле

$$\alpha_{\text{к}} = (\omega + 1,179)/0,203 \qquad (146.2)$$

или по эмпирическому выражению по известной температуре кипения $T_{\text{кип}}$ и критическому давлению $P_{\text{к}}$ по формуле

$$\alpha_{\text{к}} = 0,9076[1 + T_{\text{пр}}^{*} \ln 10,2P_{\text{к}} / (1 - T_{\text{пр}}^{*})], \qquad (147.2)$$

где $T_{\text{пр}}^{*}$ – приведенная температура, соответствующая температуре кипения и равная $T_{\text{пр}}^{*} = T_{\text{кип}} / T_{\text{к}}$; $P_{\text{к}}$ – критическое давление, МПа.

Величина поверхностного натяжения зависит от температуры, и эта зависимость может быть рассчитана по формуле

$$\sigma(T) = \sigma_0 (1 - T_{\text{пр}})^n, \qquad (148.2)$$

где $T_{\text{пр}}$ – приведенная температура, или определена из рис. 42.

Для предельных углеводородов нормального строения показатель степени $n \approx 1,259$ и $\sigma_0 = 54,292$ H/м.

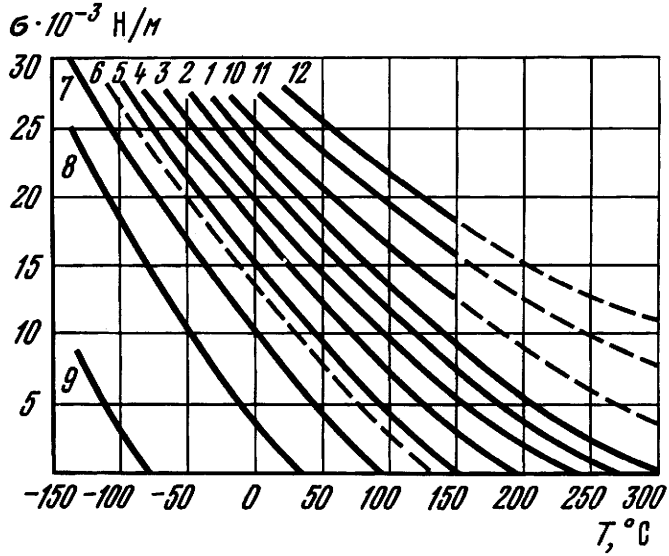


Рис. 42. Зависимости поверхностного натяжения углеводородов от температуры
1 – *n*-октан; *2* – *i*-гептан; *3* – *n*-гексан; *4* – *n*-пентан; *5* – *n*-бутан; *6* – *i*-бутан; *7* – пропан; *8* – этан; *9* – метан; *10*, *11*, *12* – при молекулярной массе M = 140, 180, 220 к/моль соответственно

Для сравнения величин поверхностного натяжения при разных температурах T_1 и T_2 можно использовать формулу

$$\sigma_1 = \sigma_2[(1 - T_{пр1})/(1 - T_{пр2})]^{1,22}, \qquad (149.2)$$

где $T_{пр1}$ и $T_{пр2}$ – приведенные температуры.

С увеличением давления и температуры поверхностное натяжение уменьшается и становится равным нулю в критической точке.

При атмосферном давлении поверхностное натяжение смесей определяется формулой

$$\sigma_{см} = \sum_{i=1}^{n} \sigma_i X_i, \qquad (150.2)$$

где X_i – мольная доля i-го компонента.

При давлении выше атмосферного $\sigma_{см}$ определяется по формуле

$$\sigma_{см} = \left\{ \sum_{i=1}^{n} [\Pi_i (Y_i \rho_{жi} + X_i \rho_{гi})] \right\}^4, \qquad (151.2)$$

где $X_i Y_i$ – мольные доли газовой и жидкой фаз i-го компонента.

Если парахоры отдельных компонентов неизвестны, то поверхностное натяжение может быть определено по формуле

$$\sigma_{см}^{3,911} = \Pi_ж \rho_ж / M_ж - \Pi_г \rho_г / M_г, \qquad (152.2)$$

индексы "ж" и "г" относятся к жидкой и газовой фазам. При этом значения $M_ж$ и $M_г$ определяют по известному составу:

$$M_ж = \sum_{i=1}^{n} Y_i M_i, \qquad M_г = \sum_{i=1}^{n} X_i M_i, \qquad (153.2)$$

а парахоры смесей определяют, используя формулу (144.2)

$$\Pi = A_{пк}^{3,911} V_{пк} / B_{см}, \qquad (154.2)$$

где

$$A_{пк} = P_{пк}^{2/3} T_{пк}^{1/3} (0{,}133\alpha_{пк} - 0{,}201). \qquad (155.2)$$

Значение B для нормальных углеводородов с числом атомов углерода более 10 и фракций конденсата можно принимать равным $B = 3{,}821$. Для углеводородов с числом атомов углерода менее 10 значение B может быть рассчитано по формуле

$$B_i = 1{,}854426 Z_{кi}^{-0{,}52402}, \qquad (156.2)$$

где $Z_{кi}$ – коэффициент сверхсжимаемости i-го компонента в критической точке.

Значения $P_{пк}$, $T_{ак}$, $\alpha_{пк}$ и $B_{см}$ в формуле (154.2) вычисляются следующими формулами:

– для газовой фазы:

$$P_{пк} = \Sigma X_i P_{кi}, \quad T_{пк} = \Sigma X_i T_{кi}, \quad \alpha_{пк} = \Sigma X_i \alpha_{кi},$$
$$V_{пк} = \Sigma X_i V_{кi}, \quad B_{см} = \Sigma X_i B_i; \qquad (157.2)$$

– для жидкой фазы:

$$P_{пк} = \Sigma Y_i P_{кi}, \quad T_{пк} = \Sigma Y_i T_{кi}, \quad \alpha_{пк} = \Sigma Y_i \alpha_{кi},$$
$$V_{пк} = \Sigma Y_i V_{кi}, \quad B_{см} = \Sigma Y_i B_i. \qquad (158.2)$$

2.12. ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВ

2.12.1. Структура и свойства гидратов

Природные газы, представляющие собой смесь различных компонентов, при определенных давлениях и температурах в присутствии воды образуют белые кристаллические вещества, названные гидратами.

Из компонентов природных газов самостоятельно образуют гидраты: метан, этан, пропан, изобутан, азот, диоксидуглерод, сероводород, а также меркаптаны.

Известны две структуры гидрата: структура I состоит из 46 молекул воды, а структура II – из 136. Число молекул воды в гидрате, приходящемся на одну молекулу газа при полном заполнении всех полостей, равно: для структуры I $n = 5{,}75$, для структуры II $n = 5{,}667$.

Как правило, природные газы образуют гидраты II структуры. При содержании пропана и изобутана в составе природных газов в 0,1% образуются гидраты структуры II, а в остальных случаях – структуры I. Гидраты структур I и II различаются между собой только их кристаллографическими данными (табл. 26).

Экспериментально установлено, что гидраты, как правило, образуются на поверхности контакта воды с газом.

Механизм гидратообразования газов заключается в следующем. На поверхности раздела фаз происходит выпрямление искривленных водородных связей между молекулами воды в поверхностном слое жидкости. Мольный объем воды увеличивается. В результате полости квазикристаллической структуры воды оказываются доступными для адсорбции ими молекул газа. Когда количество адсорбпроводных молекул газа достигает их критической величины, происходит фазовый переход. Максимальное число молей газа в полостях структуры поверхностного слоя воды, требующееся для начала процесса гидратообразования, соответствует числу его молей в больших полостях элементарной ячейки гидратной решетки. С энергетической точки зрения фазовый переход начинается, когда величина теплоты адсорбции газа, приходящаяся на единицу поверхности пограничного монослоя воды, становится равной или больше

Таблица 26

Параметры элементарных ячеек газовых гидратов

Параметр	Структура I		Структура II	
	Малая полость	Большая полость	Малая полость	Большая полость
Идеальный состав	$i_1 \cdot 3i_2$	$23\,H_2O$	$i_1 \cdot 2i_2$	$17\,H_2O$
Длина ребра элементарной ячейки a_0, м	$12 \cdot 10^{-10}$		$17{,}4 \cdot 10^{-10}$	
Количество молекул воды в ячейке N	46		136	
Среднее число молекул воды, приходящееся на одну полость m	5,75		5,67	
Количество полостей в ячейке n	2	6	16	8

величины мольной теплоты плавления гидратной решетки, приходящейся на единицу площади элементарной ячейки этой решетки.

Адсорбция молекул газа с начала момента их контакта с поверхностью воды до полного перехода этой системы в гидратное состояние происходит в соответствии с изотермой Лэнгмюра для газовых гидратов. Исследования показывают, что количество адсорбционного газа, приходящееся на единицу объема поверхностного слоя воды в условиях P и T, исключающих гидратообразование, значительно ближе к количеству газа, содержащегося в единице объема воды элементарной ячейки гидрата, чем количество газа в аналогичном объеме жидкой воды. Причем чем ниже температура и выше давление, тем больше соответствие количества газа, содержащегося в единице объема поверхностного слоя воды и в элементарной ячейке гидрата.

Таким образом, поверхностная адсорбция и гидратообразование газов представляют собой один и тот же процесс.

Рассмотрим некоторые наиболее важные свойства газовых гидратов, требующиеся при решении многих инженерных задач.

Объем элементарной ячейки гидрата находим по формуле

$$V = N_0 a_0, \tag{159.2}$$

где V – объем элементарной ячейки гидрата, м^3; $N_0 = 0{,}6024 \cdot 10^{24}$ – число Авогадро; a_0— параметр кристаллической решетки гидрата, м.

По известным величинам a_0, приведенным в табл. 26 для гидратов структуры I ($a_0 = 12 \cdot 10^{-10}$м) и структуры II ($a_0 = 17{,}4 \cdot 10^{-10}$м), используя формулу (159.2), можно определить объем элементарной ячейки гидрата для I и II структур: $V_I = 1040 \cdot 10^{-6}$м^3 и $V_{II} = 3173 \cdot 10^{-6}$м^3.

Мольный объем воды в элементарной ячейке гидрата находим по формуле

$$\Omega = N_0 a_0^3 / N, \tag{160.2}$$

где N – число молей воды, составляющих элементарную ячейку гидрата.

Взяв из табл. 26 для гидратов структуры I $N_I = 46$ моль и для структуры II $N_{II} = 136$ моль и подставив их в формулу (160.2), получаем $\Omega_I = 22{,}6 \cdot 10^{-6}$м^3/моль и $\Omega_{II} = 23{,}33 \cdot 10^{-6}$м^3/моль. Следовательно, при образовании газовых гидратов структуры I мольный объем воды увеличивается на $(22{,}6 - 18) \cdot 10^{-6} = 4{,}6 \cdot 10^{-6}$м^3/моль, а гидратов структуры II – на $(23{,}3 - 18) \cdot 10^{-6} = 5{,}33 \cdot 10^{-6}$м^3/моль.

Плотность воды в гидратной решетке $\rho_{вг}$ определяется по формуле

$$\rho_{вг} = M_{H_2O} / N_0 a_0^3, \tag{161.2}$$

где M_{H_2O} – масса элементарной ячейки гидратной решетки.

Таблица 27

Значения коэффициентов A_i и B_i

Компонент	Малые полости		Большие полости	
	A_i	B_i	A_i	B_i
		Структура I		
CH_4	6,9153	0,0316	6,0966	0,0279
C_2H_6	9,4892	0,0406	11,9410	0,0418
C_2H_4	18,1735	0,0729	20,2959	0,0729
H_2S	6,0658	0,0117	4,4568	0,0117
CO_2	14,9976	0,0588	15,2076	0,0589
N_2	3,2485	0,0262	3,0116	0,0248
		Структура II		
CH_4	6,0499	0,0284	6,2957	0,0285
C_2H_6	9,4892	0,0406	11,9410	0,0418
C_2H_4	18,1735	0,0729	20,2959	0,0729
C_3H_8	–	–	18,2760	0,0462
C_3H_6	–	–	9,6250	0,0182
C_4H_{10}	–	–	13,6942	0,0277
H_2S	4,8258	0,0093	2,4030	0,0063
CO_2	23,0350	0,0904	25,2710	0,0978
N_2	3,2485	0,0262	3,0116	0,0248

Для гидратов структуры I $M_{H_2O} = 46 \cdot 18 = 828{,}0$ г, для гидратов структуры II $M_{H_2O} = 136 \cdot 18 = 2448$ г. С учетом этих данных из формулы (161.2) получаем $\rho_{вгI} = 0{,}7962 \cdot 10^3$кг/м^3 и $\rho_{вгII} = 0{,}7715 \cdot 10^3$кг/м^3.

Массу молекул газа в элементарной ячейке можно определить по формуле

$$\rho_i = \frac{M_i(n_1\Sigma\Theta_{1i} + n_2\Sigma\Theta_{2i})}{N_0 a_0^3}, \qquad (162.2)$$

где n_1 и n_2 – соответственно число малых и больших полостей в элементарной ячейке; Θ_{1i} и Θ_{2i} – степени их заполнения молекулами i-го компонента газа; M_i – молекулярная масса i-го компонента газа.

Для структуры I $n_1 = 2$, $n_2 = 6$, а для структуры II $n_1 = 16$, $n_2 = 8$.

Степени заполнения полостей молекулами газа определяют по формуле

$$\Theta = \frac{C_i P_i}{1 + \Sigma C_i P_i}, \qquad (163.2)$$

где C_i – постоянная Лэнгмюра для газа i-го компонента, МПа; P_i – парциальное давление i-го компонента, МПа.

Для определения C_i можно использовать формулу

$$C_i = 10 \exp(A_i - B_i T). \qquad (164.2)$$

Значения A_i и B_i для гидратообразующих компонентов газов приведены в табл. 27. Парциальное давление i-го компонента газа определяется по формуле

$$P_i = PX_i, \qquad (165.2)$$

где P – давление гидратообразования, МПа; X_i – мольная доля i-го компонента в смеси.

Плотность гидратов определяется по формуле

$$\rho_{\text{гид}} = \frac{M_{H_2O} + M_i(n_1\Sigma\Theta_{1i} + n_2\Sigma\Theta_{2i})}{N_0 a_0^3}. \qquad (166.2)$$

Пример. Определить плотность гидрата природного газа следующего состава (в об. долях): CH_4 – 0,9497; C_2H_6 – 0,0296; C_3H_8 – 0,0081; $n-C_4H_{10}$ – 0,0036; $i-C_4H_{10}$ – 0,002; C_5H_{12} – 0,0028; CO_2 – 0,0042. Равновесное условие гидратоообразования: $P_p = 7,0$ МПа, $T_p = 287,26K$.

Порядок расчетов:

Парциальное давление i-го компонента в смеси будет:

$P_{CH_4} = 0,9497 \cdot 7,0 = 6,6480$; $P_{C_2H_6} = 0,2070$; $P_{C_3H_8} = 0,0570$; $P_{i-C_4H_{10}} = 0,0140$; $P_{CO_2} = 0,0290$.

Далее по формуле (164.2) определяют величину C_i. Данный природный газ образует гидраты II структуры. Взяв из табл. 27 величины коэффициентов A_i и B_i, находим:

для малых полостей:

$$C_{1CH_4} = 10\exp(6,0499 - 0,0284 \cdot 287,26) = 1,21 \text{ МПа}^{-1},$$

$$C_{1C_2H_6} = 10\exp(9,4892 - 0,0406 \cdot 287,26) = 1,144,$$

$$C_{1CO_2} = 10\exp(23,0350 - 0,0904 \cdot 287,26) = 0,54;$$

для больших полостей:

$$C_{2CH_4} = 10\exp(6,2957 - 0,0285 \cdot 287,26) = 1,531,$$

$$C_{2C_2H_6} = 10\exp(11,9410 - 0,0418 \cdot 287,26) = 9,36,$$

$$C_{2C_3H_8} = 10\exp(18,2760 - 0,0462 \cdot 287,26) = 1499,55,$$

$$C_{2i-C_4H_{10}} = 10\exp(13,6942 - 0,0277 \cdot 287,26) = 3075,0,$$

$$C_{2CO_2} = 10\exp(25,2710 - 0,0978 \cdot 287,26) = 0,593 \text{ МПа}^{-1}.$$

Степень заполнения полостей вычисляется по формуле (163.2):

для малых полостей:

$$\Theta_{1CH_4} = \frac{1,21 \cdot 6,648}{1 + 1,21 \cdot 6,648 + 1,144 \cdot 0,2070 + 0,54 \cdot 0,029} = \frac{8,0441}{9,2966} = 0,8652,$$

$$\Theta_{1C_2H_6} = \frac{1,144 \cdot 0,2070}{9,2966} = 0,0255,$$

$$\Theta_{1CO_2} = \frac{0,54 \cdot 0,029}{9,2966} = 0,0017,$$

$$\Sigma\Theta_{1i} = 0,8652 + 0,0255 + 0,0017 = 0,8924;$$

для больших полостей:

$$\Theta_{2CH_4} = \frac{1,531 \cdot 6,648}{1 + 1,531 \cdot 6,648 + 9,36 \cdot 0,2070 + 1499,55 \cdot 0,057 + 3075 \cdot 0,014 + 0,543 \cdot 0,029} =$$

$$= \frac{10,1781}{141,31} = 0,0767,$$

$$\Theta_{2C_2H_6} = \frac{9,39 \cdot 0,2070}{141,31} = 0,0137,$$

$$\Theta_{2C_3H_8} = \frac{1499,55 \cdot 0,057}{141,31} = 0,6049,$$

$$\Theta_{2i\text{-}C_4H_{10}} = \frac{3075 \cdot 0,014}{141,31} = 0,3046,$$

$$\Theta_{2CO_2} = \frac{0,593 \cdot 0,029}{141,31} = 0,00001,$$

$\Sigma\Theta_{2i} = 0,0767 + 0,0137 + 0,6049 + 0,3046 + 0,00001 = 0,9999.$

Подставив полученные данные в формулу (166.2), находим

$$\rho_{гид} = \frac{2448 + (16 \cdot 0,8924 + 8 \cdot 0,9999) \cdot 17,15}{0,6024 \cdot 10^{24} \cdot 5268 \cdot 10^{-24}} \approx 0,8924 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3.$$

Состав гидрата также является одним из часто используемых свойств гидратов при инженерных расчетах. Для приведенного выше примера состав гидрата природного газа соответствует формуле $14,4568CH_4 \cdot 0,5176\ C_2H_6 \cdot 4,8392\ C_3H_8 \cdot 2,4367 \times$ $\times\ i\text{-}C_4H_{10} \cdot 0,0272\ CO_2 \cdot 136H_2O$. В более общей форме состав этого гидрата можно выразить формулой $22,2784i \cdot 136H_2O$ или же $i \cdot 6,11H_2O$.

При решении многих прикладных задач необходимо знать теплоту гидратообразования газов. С достаточной для практики точностью полную теплоту гидратообразования газов можно определить по известным экспериментальным значениям равновесных параметров образования гидратов по формуле

$$\Delta H = R\frac{T_1 T_2 \ln P_2 / P_1}{T_1 - T_2}, \qquad (167.2)$$

где P_1 и T_1 – равновесные давления и температура гидратообразования в точке 1, а P_2 и T_2 – то же самое в точке 2; R – газовая постоянная, равная 8,31 Дж/моль · К.

Пример. Определить теплоту гидратообразования для приведенного выше состава при равновесных параметрах гидратообразования газа $P_{1р} = 7,0$ МПа, $T_{1р} = 287,26$ К, $P_{2р} = 5,6$ МПа и $T_{2р} = 285,16$ К.

Подставив данные в формулу (167.2), находим

$$\Delta H = 8,31\left(\frac{287,26 \cdot 285,16}{287,26 - 285,16}\right)\ln\frac{5,6}{7,0} = 72350 \text{ Дж/моль}.$$

2.12.2. Методы определения равновесных давления и температуры гидратообразования

Равновесные давление и температура гидратообразования определяются различными методами: экспериментально, графически и аналитически. В основу графического и аналитического методов заложены результаты экспериментального метода в обобщенном виде.

1. Наиболее точный метод определения условий гидратообразования – экспериментальный, реализуемый с помощью малогабаритного оборудования в лабораторных и промысловых условиях. Принципиальная схема установки по определению условий гидратообразования показана на рис. 43. Основной узел установки – камера высокого давления, изготовленная из оргстекла. Объем камеры $(40–100) \cdot 10^{-6}$ м^3. Такие камеры позволяют изучить процесс гидратообразования в диапазоне изменений давления до 40 МПа и температуры $243 \leqslant T \leqslant 323$ К.

При давлениях, превышающих 25 МПа, камеру следует помещать в защитный металлический кожух со смотровым отверстием в нем. В процессе изучения условий гидратообразования камера помещается в термостатирующую рубашку, в которой с помощью термостата поддерживается нужная температура. Для получения низких температур можно использовать холодильный агрегат (тип ВСР-0,35). Фазы перемешиваются электромагнитной мешалкой. Начало образования гидратов определяется

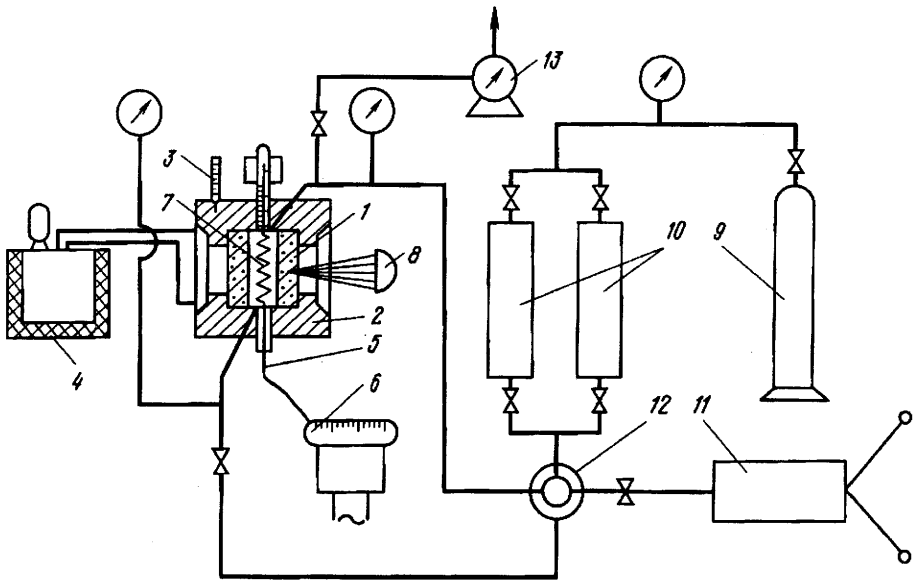


Рис. 43. Принципиальная схема установки для изучения условий гидратообразования
1 – гидратная камера; *2* – термостатирующая рубашка; *3* – термометр; *4* – термостат; *5* – термопара; *6* – потенциометр; *7* – электромагнитная мешалка; *8* – телескопическая лупа; *9* – баллон с газом; *10* – пробоотборник; *11* – ручной пресс; *12* – манифольд; *13* – газовый счетчик

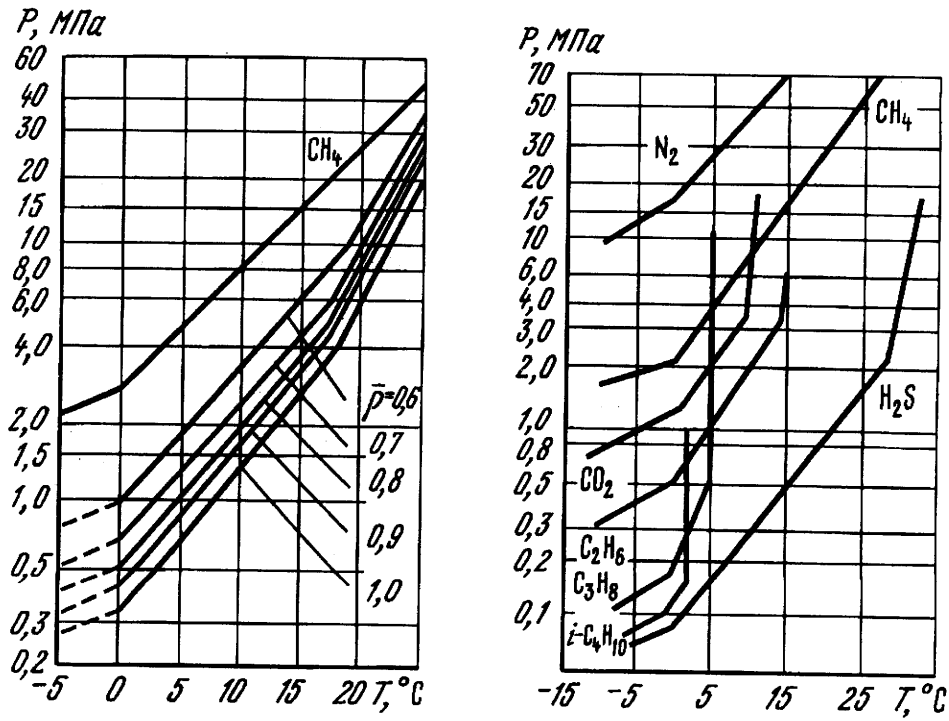


Рис. 44. Зависимость равновесных параметров гидратообразования природных газов от плотности

Рис. 45. Кривые гидратообразования отдельных компонентов природного газа

визуально. Соответствующее давление в камере создается в пробоотборниках ручным прессом (тип МП-100, -250, -400 и т.д.) или насосом. В настоящее время имеются необходимые технические документы для изготовления малогабаритных установок для изучения условий гидратообразования и влияния ингибирования на процесс гидратообразования в лабораторных и полевых условиях.

2. Одним из простых и сравнительно приближенных методов является графический метод определения равновесных температуры и давления гидратообразования по кривым, построенным как для отдельных гидратообразующих компонентов, так и в целом для природных газов в зависимости от их относительной плотности. Методика определения условий гидратообразования по равновесным кривым заключается в следующем.

В соответствии с плотностью газа и расчетным распределением давления от пласта до системы осушки газа согласно графику, приведенному на рис. 44, определяется температура гидратообразования. Область существования гидратов на этом графике находится выше и левее кривых. Чем больше давление и плотность газа, тем выше температура гидратообразования.

При наличии в составе газа азота, углекислого газа и сероводорода равновесные условия гидратообразования изменяются. В частности, при наличии в составе газа CO_2 и H_2S гидраты образуются более активно по сравнению с газом такой же плотности, но не содержащим этих компонентов. На рис. 45 показаны кривые гидратообразования основных компонентов природного газа.

Температуру гидратообразования природного газа, содержащего до 50 об.% H_2S и до 10% C_3H_8 в диапазоне изменений давления $0{,}3 \leqslant P \leqslant 30$ МПа, можно определить графически из рис. 46. Точность этого определения составляет 1,7°С. Рассмотрим последовательность определения температуры гидратообразования.

Пример. Определить температуру гидратообразования газа с мольной концентрацией компонентов (в %): $N_2 - 2$; $CO_2 - 6$; $H_2S - 5$; $CH_4 - 81{,}4$; $C_2H_6 - 4{,}5$; $C_3H_8 - 0{,}5$; $i\text{-}C_4H_{10} - 0{,}2$; $n\text{-}C_4H_{10} - 0{,}2$; $i\text{-}C_5H_{12} - 0{,}1$ и $n\text{-}C_5H_{12} - 0{,}1$ при давлении $P = 4$ МПа.

Сначала по известному составу рассчитывается относительная плотность $\bar{\rho} = 0{,}688$. Далее из рис. 46 находят точку пересечения линий, соответствующих $P = 4$ МПа (изобар) и 5%-ному содержанию H_2S (изоконцентрат для сероводорода). От точки их пересечения перпендикулярно изобаре $P = 4$ МПа проводят прямую до пересечения с линией $\bar{\rho} = 0{,}688$ в нижней части графика. Точка пересечения прямой, перпендикулярной изобаре, и линии с относительной плотностью $\bar{\rho} = 0{,}688$ является началом условной линии, которую необходимо провести параллельно наклонным кривым, показанным в нижней части графика. Точка пересечения этой условной наклонной линии с осью абсцисс будет соответствовать температуре гидратообразования газа данного состава при $P = 4$ МПа и $T_p = 18$°С.

Влияние наличия пропана в газе от 0 до 10 об.% на температуру гидратообразования учитывается с помощью вспомогательного графика, показанного на рис. 46, *б*. Поправка на влияние C_3H_8 определяется следующим образом: на вспомогательном графике отыскиваются линии изоконцентрат, соответствующие содержанию H_2S, равному 5%, и C_3H_8, равному 0,5%. От точки пересечения этих линий проводят перпендикулярную линии $H_2S = 5\%$ прямую по направлению вниз до пересечения уровня, соответствующего линии $P = 4$ МПа, а от точки их пересечения проводят горизонтальную линию влево до пересечения с осью ординат. Значение на оси ординат температуры $\Delta T = -2$°С соответствует поправке, вызванной наличием пропана в газе, 0,5%. Эту поправку следует вычесть из значения температуры гидратообразования, т.е. $T = T_p - \Delta T = 18 - 2 - 16$°С.

Если поправка на наличие пропана будет определяться по правой части вспомогательного графика, то она прибавляется к T_p. Приведенная диаграмма может быть использована для определения T_p при наличии в газе кислых компонентов, т.е. H_2S и CO_2, до 70% при соотношениях $H_2S/CO_2 = 0{,}33\text{–}10$.

3. Аналитические методы определения условий гидратообразования скважины по результатам экспериментов используются при газогидродинамических расчетах, требующих учета возможности образования гидратов в системе пласт–УКПГ. Многочисленные эксперименты показывают, что аналитическую зависимость равновесной

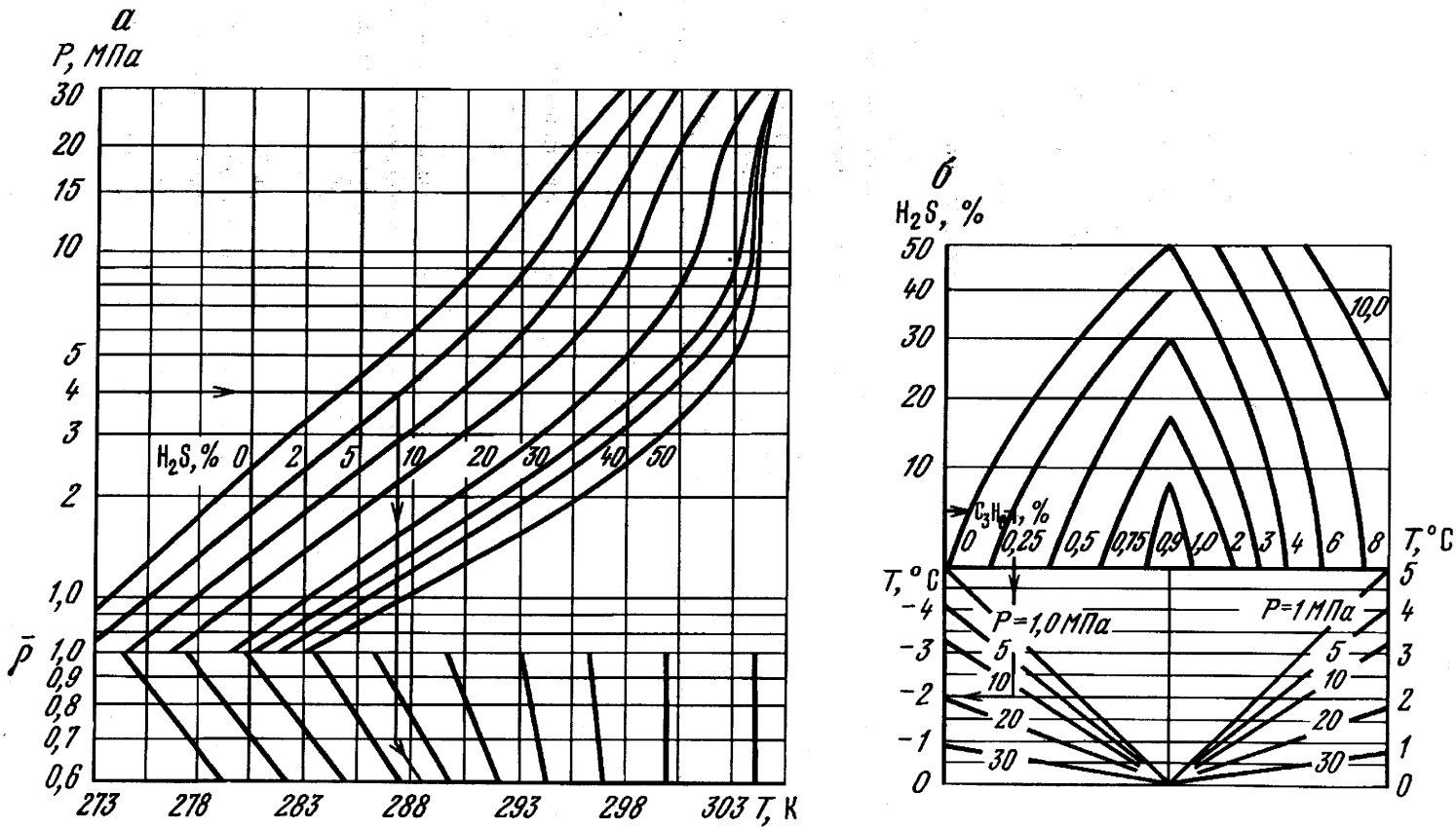


Рис. 46. Номограмма для определения температуры гидратообразования сероводородсодержащих газов (*а*) и поправка на наличие пропана в газе (*б*)

Таблица 28

Значения коэффициентов a и b для различных месторождений

Месторождение	Содержание CH_4, %	a	b
Уренгойское (сеноманская залежь)	98–99,6	19,9	–28,5
Уренгойское (валанжинская залежь)	86,7	14,7	–11,1
Медвежье, Ямбургское (сеноманская залежь)	98–99,6	19,9	–28,5
Вухтылское	81,2	12,2	–8,2
Оренбургское	84,2	16,7	–14,2
Зальцведель-Пекензен (66,5% азота)	34,7	19,0	–3,3
Карачаганакское $P \leqslant 7$МПа	–	16,6	–4,6
Карачаганакское $P > 7$МПа	–	7,3	–12,4
Астраханское (до 30% сероводорода) $P \leqslant 7$МПа	–	21,5	–9,2
Астраханское (до 30% сероводорода) $P > 7$МПа	–	14,0	–15,6

температуры гидратообразования от давления можно выразить формулой

$$T_p = a(1 + \lg P) \pm b, \qquad (168.2)$$

где a и b – коэффициенты, определяемые по результатам экспериментов для каждого месторождения. Значения a и b для наиболее крупных и типичных месторождений приведены в табл. 28.

Из табл. 28 видно, что коэффициенты a и b зависят от состава газа. Для давлений до 10 МПа температуру гидратообразования приближенно можно оценить:

в области положительных температур формулой

$$T_p = 18{,}47(1 + \lg P) - B, \qquad (169.2)$$

в области отрицательных температур формулой

$$T_p = -58{,}5(1 + \lg P) + B_1, \qquad (170.2)$$

где B и B_1 – коэффициенты, определяемые из рис. 47 в зависимости от отношения

$$\varepsilon = \sum_{i=1}^{n} x_i \rho_i \Big/ \sum_{i=1}^{n} x_i. \qquad (171.2)$$

где $\Sigma x_i \rho_i$ – сумма парциальных плотностей изучаемого газа; Σx_i сумма в объемных долях единицы концентрации газов, обладающих гидратообразующими способностями; ε характеризует плотность гидратообразующих компонентов рассматриваемого газа.

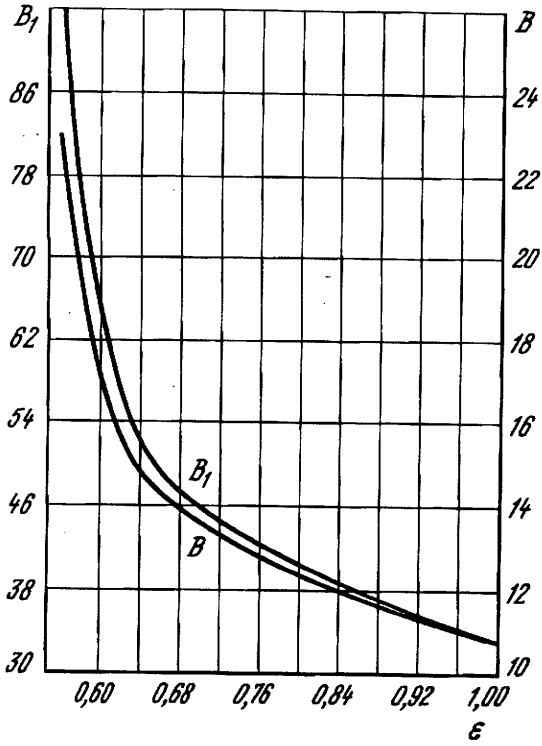
Это означает, что в коэффициенте ε не участвуют гидратообразующие компоненты газа.

Пример. Определить давление гидратообразования газа при известной температуре $T_p = 10°C$ и составе газа в мольных концентрациях (в %): $CH_4 - 90$; $C_2H_6 - 2$; $C_3H_8 - 1$; $i\text{-}C_4H_{10} - 0{,}5$; $n\text{-}C_4H_{10} - 0{,}5$; $i\text{-}C_5H_{12} - 0{,}5$; $n\text{-}C_5H_{12} - 0{,}5$; $C_6H_{14} - 0{,}4$; $N_2 - 4{,}6$. В рассматриваемом примере гидратообразующими компонентами приняты CH_4, C_2H_6, C_3H_8, $i\text{-}C_4H_{10}$ и $n\text{-}C_4H_{10}$. Для этих компонентов $\Sigma x_i = 0{,}94$ и $\Sigma x_i \rho_i = 0{,}545$. Тогда $\varepsilon = 0{,}545/0{,}94 = 0{,}58$. Из рис. 47 находим, что при $\varepsilon = 0{,}58$ $B = 19$. Формула (168.2) при решении относительно P имеет вид

$$\lg P = 0{,}0541(T_p - B) - 1. \qquad (172.2)$$

Для $T_p = 10°C$ и $B = 19$ из формулы (172.2) получаем

$\lg P_p = 0{,}157$ и $P_p = 3{,}71$МПа.



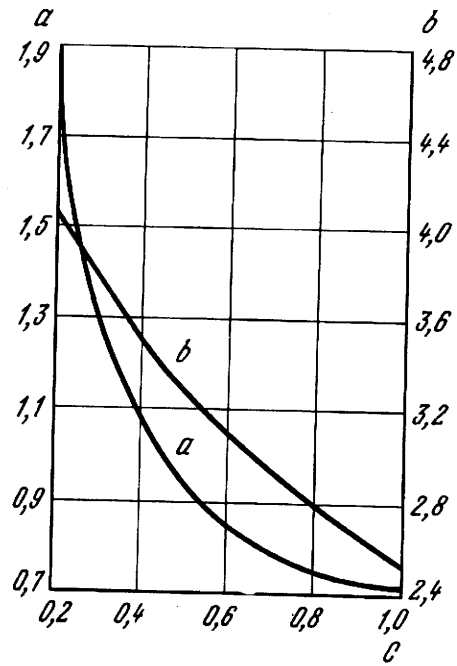


Рис. 47. Зависимости коэффициентов B и B_1 от ε

Рис. 48. Зависимости коэффициентов a и b от C

Если в качестве исходного данного, кроме состава газа, приведенного выше, дано давление $P_р = 5{,}0$ МПа и требуется определить $T_р$ то используем формулу (169.2):

$$T_р = 18{,}47(1 + \lg P) - B = 18{,}47(1 + \lg 5) - 19 = 12{,}4°\text{C}.$$

При наличии в газе сероводорода и углекислого газа температуру гидратообразования можно определить по формуле

$$T_р = T_н + \frac{T_н(\lg P - 0{,}415)}{13{,}71 - \lg P} + \frac{z}{a + bz}, \qquad (173.2)$$

где $T_н$ – нормальная температура, равная 273,15 К; a и b – коэффициенты, определяемые графически из рис. 48 в зависимости от величины C:

$$C = x_{H_2S}/z; \qquad (174.2)$$

$z = x_{H_2S} + x_{CO_2}$ суммарное содержание H_2S и CO_2 в объемных процентах в составе газа.

По формуле (173.2) температура гидратообразования определяется с приемлемой точностью при содержании неуглеводородных компонентов в составе газа до 30 об.%.

Пример. Определить температуру гидратообразования газа при $P = 7{,}0$ МПа следующего состава (в %): CH_4 – 47,48; C_2H_6 – 1,92; C_3H_8 – 0,93; i-C_4H_{10} – 0,18; n-C_4H_{10} – 0,38; H_2S – 22,5; CO_2 – 21,55; C_5H_{12+} – 5,06. Для данного состава газа значения z и C будет:

$z = 22{,}50 + 21{,}55 = 44{,}05$; $C = 22{,}50/44{,}05 = 0{,}511$.

Из рис. 48 при $C = 0{,}511$ находим $a = 0{,}89$ и $b = 3{,}25 \cdot 10^{-2}$. Тогда температура гидратообразования будет

$$T_р = 273{,}15 + \frac{273{,}15(\lg 7 - 0{,}415)}{13{,}71 - \lg 7} + \frac{44{,}05}{0{,}89 + 3{,}25 \cdot 10^{-2} \cdot 44{,}05} = 301{,}26 \text{ К}.$$

4. Определение условия гидратообразования по константам равновесия газ–гидрат. Для определения условия гидратообразования используют константы фазового равновесия газ–гидрат:

$$K_i = Y_i/X_i, \tag{175.2}$$

где Y_i – молярная доля i-го компонента природного газа в газовой фазе; X_i – молярная доля i-го компонента в гидрате.

При известных для заданного условия значениях констант фазового равновесия газ–гидрат K_i и составе газа Y_i молярную долю компонентов в гидратной фазе можно вычислить по формуле

$$X_i = Y_i/K_i. \tag{176.2}$$

Если сумма $\Sigma Y_i/K_i < 1$, то при данных условиях гидраты не образуются. В данном случае под условием понимаются давление и температура, при которых определялись значения K_i. Если сумма

$$\Sigma X_i = \Sigma Y_i/K_i = 1, \tag{177.2}$$

то это означает, что при данных давлении и температуре гидраты начинают образовываться, т.е. $\Sigma X_i = 1$ соответствует равновесным условиям образования гидратов.

Константы фазового равновесия газ–гидрат зависят от давления, температуры и состава газа. Константы фазового равновесия при положительных и отрицательных температурах определяются по графикам, приведенным в [24].

Глава 3

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ, ТЕМПЕРАТУРЫ И ДЕБИТА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

3.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ЗАБОЕ ОСТАНОВЛЕННЫХ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Все технологические процессы, происходящие в пласте, стволе скважин, в системе сбора и промысловой подготовки газа, требуют знания характера изменения давления газа при разработке газовых и газоконденсатных месторождений. С давлением газа связаны запасы газа и конденсата, изменение состава пластовой смеси, темп вторжения воды в залежь, парциальное давление отдельных компонентов, конструкция скважин, способ эксплуатации скважин, система осушки и отбензинивания газа, транспорт газа, расчет параметров пласта и показателей разработки и многие другие данные, определение или изучение которых невозможно без знания давления.

Началом, отправной точкой газогидродинамических и термодинамических расчетов являются пластовое и забойное давления, без знания которых невозможны прогнозы изменения давления в системе пласт–потребитель. В газовой промышленности принято использовать абсолютное значение давления. Абсолютное давление определяется как сумма избыточного и барометрического давлений, т.е.

$$P = P_{и} + P_{б}, \tag{1.3}$$

где $P_{и}$, $P_{б}$ – соответственно избыточное (манометрическое) и барометрическое давления.

Избыточное давление измеряется техническими, контрольными, образцовыми, поршневыми и другими манометрами, а барометрическое давление – барометрами. При измеренных известных избыточном и барометрическом давлениях абсолютное давление определяется по формуле

$$P = P_{и} + P_{б}/735{,}6, \tag{2.3}$$

где $P_{б}$ – барометрическое давление в миллиметрах ртутного столба.

Для определения забойного давления в остановленной и работающей газовых скважинах существуют две возможности: непосредственное измерение давления на забое манометрами или измерительными комплексами с местной регистрацией значения давления или дистанционной передачей на устье измеренного давления; измерение на устье скважины статического и динамического давлений и пересчет этих давлений на необходимую глубину.

Методика расчета забойного давления зависит от наличия в газе жидких и твердых примесей, структуры течения газожидкостного потока, подвижности газа, конструкции скважин и забойного оборудования.

Выбор метода определения забойного давления зависит от целей поставленной задачи, наличия и возможности измерительных приборов и спуска их на забой скважины, глубины залежи и состава добываемого газа, содержания конденсата и воды, состояния подземного и наземного оборудования скважин. Для чисто газовых месторождений сравнительно небольшой глубины залегания применение глубинных приборов для измерения забойного давления не обязательно. В скважинах газоконденсатных месторождений при значительном содержании конденсата в газе необходимы конт-

рольные измерения забойного давления глубинными манометрами или комплексами с целью сравнения полученных результатов с результатами аналитических методом. Это позволит в дальнейшем внести коррективы в расчетные методы, используемые на данном месторождении, и сократить объем трудоемких глубинных измерений забойного давления.

Под пластовым давлением понимается давление на забое остановленной скважины после полного его восстановления. Ниже приводятся методы определения пластового давления газовых и газоконденсатных месторождений.

3.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ГЛУБИННЫМИ ПРИБОРАМИ

Для измерения пластового давления в остановленных газовых и газоконденсатных скважинах применяют глубинные манометры и комплексы различных конструкций и принципов измерения давления. При измерении пластового давления необходимо соблюдать указания инструкций, рекомендуемые заводом-изготовителем. Перед измерением давления манометры должны быть оттарированы в пределах измеряемого давления и изменения температур. В настоящее время промышленностью или экспериментальными заводами, организациями, разработавшими глубинные манометры и комплексы, выпускаются серийно или опытными партиями приборы двух типов: манометры или комплексы с местной регистрацией; манометры или комплексы с дистанционной регистрацией.

К числу манометров с местной регистрацией относятся[1] глубинные прецизионные пружинно-поршневые манометры нормального ряда МГН-1.

Манометры типа МГН-1 выпускаются на пределы измерения давления 0,2–4,0; 0,3–6,0; 0,5–10,0; 0,8–16,0; 1,0–20,0; 1,2–25,0; 1,5–30,0 МПа для максимальной рабочей температуры 373 К. Приведенная погрешность нормального ряда колеблется в пределах 0,1–0,25%.

Для проведения поинтервальных измерений давления рекомендуется использовать глубинный поршневой малогабаритный манометр МПМ-4. Манометры МПМ-4 выпускаются для измерения давления в пределах 0,1–5,0; 0,5–12,0; 1,0–18,0; 1,0–25,0 МПа при максимальной температуре 333 К. Приведенная погрешность прибора равна 0,5%.

Широкое применение нашли и глубинные геликсные манометры типа МГН-2 для измерения высоких пластовых давлений.

К манометру МГН-2 прилагается термометрическая секция с максимальным термометром и амортизационным устройством. Манометры типа МГН-2 выпускаются на 0–10,0; 0–16,0; 0–25,0; 0–40,0; 0–60,0; 0–80,0; 0–100,0 МПа, максимальная рабочая температура 433 К. Общая приведенная погрешность от 0,1 до 2% при измерении давления до 100,0 МПа.

В нефтяной и газовой промышленности для измерения давления используют и глубинные дифференциальные манометры, которые предназначены для измерения и регистрации небольших изменений давления. Эти измерения особенно важны для снятия КВД и кривых стабилизации давления. В настоящее время разработаны манометры "Самотлор-1" и "Селигер-1". Оба прибора требуют предварительной зарядки сжатым газом на давление, которое с учетом температурной поправки определяется величиной статического давления на заданной глубине. Прибор начинает работать после уравновешивания давления в скважине с давлением зарядки. Основные характеристики дифманометра "Самотлор-1": максимальное рабочее давление 2,05 МПа, диапазон измерения P = 0,25–1,2 МПа, максимальная температура 373 К, порог чувствительности 0,0002 МПа.

[1] Более детальная информация о глубинных приборах приведена в главе 9.

Основные характеристики дифманометра "Селигер-1": максимальное рабочее давление 40,0 МПа, максимальная рабочая температура 373 К, диапазон измерения 20–30% от давления зарядки, порог чувствительности 0,002 МПа.

К числу манометров и приборов с манометрическим блоком с дистанционной регистрацией давления относятся:

– глубинный манометр МММ-1 с пределом измерения давления 5–100 МПа при температуре до 473 К. Приведенная погрешность прибора 1,5%. Запись показаний прибора осуществляется с помощью геофизической станции АПЭЛ-64 в форме цифропечатания;

– глубинный комплекс РМТ-3, разработанный ВНИИКАнефтегаз, для измерения давления в пределах 0–16; 0–25; 0–40; 0–60 МПа при температуре 283–363 и 353–453 К. Приведенная погрешность прибора 0,6%. Запись измеряемых давлений и температур осуществляется попеременно в форме цифропечати;

– глубинный манометр "Пласт-1", разработанный ВНПО "Союзгазавтоматика", с пределами измерения давления 0–10; 0–16; 0–25; 0–40 МПа при температуре 263–423 К. Приведенная погрешность прибора 0,4%. Регистрация давления производится аналогово-цифровой формой с помощью станции АКС/л-7;

– глубинные комплексы "Глубина-1" и "Глубина-2", разработанные ВНПО "Союзгазавтоматика", для измерения давления и температуры в пределах, идентичных давлению и температуре глубинного манометра "Пласт-1", и скорости потока газа в стволе скважины в пределах 0–3; 0–10; 0–50 м/с. Форма записи и наземная аппаратура аналогичны таковым манометра "Пласт-1";

– глубинный комплекс "Дебит-1", также выпускаемый ВНПО "Союзгазавтоматика". Пределы измерения давления, температуры и скорости потока в стволе идентичны этим характеристикам комплекса "Глубина-1". "Дебит-1" позволяет измерять и диаметр ствола скважины в интервале 0,060–0,160 м. Форма записи измеряемых параметров и наземная аппаратура аналогичны последним комплексов "Глубина-1", "Глубина-2";

– глубинный комплекс УДИС-1, разработанный ВНИПИгаздобыча, предназначен для измерения давления в пределах 0–50 МПа и температуры в пределах 268–423 К. Приведенная погрешность прибора 0,5%.

3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ РАСЧЕТНЫМ ПУТЕМ

3.3.1. Определение пластового давления по барометрической формуле

Для определения пластового давления расчетным путем исходят из условия равновесия столба газа в стволе скважины и избыточного давления на устье с пластовым давлением. Давление на забое остановленной скважины глубиной L определяется по формуле барометрического нивелирования:

$$P_L = P_{ст} e^s, \tag{3.3}$$

где

$$s = 0,03415 \bar{\rho} L / Z_{ср} T_{ср}; \tag{4.3}$$

$P_{ст}$ – статическое давление на устье скважины, МПа; $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа; $T_{ст}$ – средняя температура газа в интервале между нейтральным слоем земли в данном регионе и глубиной L.

Средняя температура определяется формулой

$$T_{ср} = \frac{T_{нс} + T_L}{2} \quad \text{или} \quad T_{ср} \frac{T_L - T_{нс}}{\ln T_L / T_{нс}}, \tag{5.3}$$

где T_L – температура газа на глубине L, в К, т.е. на расчетной глубине.

В качестве расчетной глубины, как правило, берут глубину середины интервала перфорации или середины газонасыщенного интервала. В зависимости от поставленной задачи, для которой определяется пластовое давление, следует выбрать глубину. Так, например, при подсчете запасов и определении основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений необходимо выбрать такую глубину, на которой давление будет среднепластовым. Для наклонных скважин глубина, на которой считается давление, должна быть определена с учетом наклона ствола по следующей формуле:

$$L_в = L \cdot \cos \alpha, \tag{6.3}$$

где L – общая длина ствола скважины; α – угол наклона ствола скважины; $T_{нс}$ – температура газа на глубине нейтрального слоя.

Температура газа на глубине нейтрального слоя всегда остается постоянной и не зависит от температуры атмосферы. На территории СНГ температура атмосферы меняется от 221 до 323 К. Поэтому использование температуры окружающей среды в зимних условиях для скважин севера Тюменской области, Республики Якутия или же летом для скважин среднеазиатских государств в качестве устьевой температуры газа приводит к существенным ошибкам при определении пластового давления.

В целом температура земли на глубине нейтрального слоя известна. Поэтому при определении пластового давления следует пользоваться значением этой температуры, если скважина закрыта в течение длительного времени. Если скважина остановлена сравнительно недавно, то при расчете пластового давления следует использовать температуру газа на устье скважины для рассматриваемого момента времени. Последнее обычно применяется при обработке кривой восстановления давления. Опыт проведенных измерений процесса стабилизации температуры газа в остановленных скважинах показывает, что продолжительность стабилизации температуры составляет несколько десятков часов. Поэтому в ряде случаев давление в скважине после ее остановки восстанавливается быстрее, чем стабилизируется температура газа в стволе, что приводит к понижению давления в конце процесса восстановления давления.

Коэффициент сверхсжимаемости Z, так же как и температура газа, заменяется на $Z_{ср}$. Средний коэффициент сверхсжимаемости $Z_{ср}$ зависит от средних давления и температуры газа в стволе скважины. Для определения среднего давления необходимо знать давление на устье скважины и на глубине L, а чтобы определить давление на глубине L, нужно знать коэффициент Z. Таким образом, видно, что в уравнение (3.3) входят взаимозависящие параметры. Поэтому для определения пластового давления применяют метод последовательных приближений. Среднее значение коэффициента $Z_{ср}$ зависит от $P_{ср}$ и $T_{ср}$.

Порядок определения $T_{ср}$ приведен выше. Значение $P_{ср}$ определяется по формуле

$$P_{ср} = (P_у + P_L)/2, \tag{7.3}$$

где $P_у$ – устьевое статическое давление на затрубном пространстве или буферное давление.

При одинаковой точности используемых приборов для измерения давления статическое давление газовых скважин в затрубном пространстве и на буфере, т.е. $P_{зат}$ и $P_{буф}$ будет одинаковым. В ряде случаев из-за разности температур в затрубном и буферном пространствах и наличия жидкости, не уравновешенной между этими пространствами, $P_{зат}$ и $P_{буф}$ могут быть неодинаковыми. Измерение давлений $P_{зат}$ и $P_{буф}$ производится образцовыми манометрами класса точности 0,16; 0,25 и 0,4% от верхнего предела измерения прибора.

Для определения $P_{ср}$ необходимо знать давление на глубине L, т.е. значение P_L.

Для приближенного расчета иногда функцию e^S пишут в виде ряда

$$e^s = 1 + s + \frac{s^2}{1\cdot 2} + \frac{s^3}{1\cdot 2\cdot 3} + \ldots + \frac{s^n}{n!} = 1 + \sum_{i=1}^{\infty} \frac{s^n}{n!} \tag{8.3}$$

и берут первые два члена ряда. Тогда формула (3.3) для определения пластового давления принимает вид

$$P_L = P_y(1 + 0{,}03415\overline{p}L / Z_{ср}T_{ср}). \tag{9.3}$$

Для определения истинного значения коэффициента Z в формуле (3.3) поступают следующим образом: если известен состав газа, то сначала определяют псевдокритические параметры для данного состава по формулам

$$P_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i P_{ki}, \quad T_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i T_{ki}, \tag{10.3}$$

где P_{ki}, T_{ki} – соответственно критические давление и температура i-го компонента; x_i – объемная (мольная) доля i-го компонента.

Зная псевдокритические параметры газа, определяют приведенные параметры по формулам

$$P_{пр} = P/P_{пк}, \quad T_{пр} = T/T_{пк}, \tag{11.3}$$

По известным приведенным параметрам величина Z может быть определена различными методами. Наиболее простым из них является графический метод определения Z по двум параметрам – $P_{пр}$ и $T_{пр}$. Графики зависимости Z от приведенных давления и температуры построены для метана (наиболее часто встречаемый состав газовых месторождений, содержащих в основном метан); для природного газа, не содержащего неуглеводородные газы и тяжелые компоненты углеводородов; для азота; для смеси, состоящей из азота, метана и других индивидуальных газов. Кривые зависимости Z от $P_{пр}$ и $T_{пр}$ для CH_4, N_2, CO_2, H_2S и природного газа показаны на рис. 8–12.

Если известна только относительная плотность газа, то псевдокритические параметры газа определяются из графика, показанного на рис. 4.

Более точно значение коэффициента Z может быть определено с учетом фактора ацентричности по трем параметрам, т.е. по $P_{пр}$, $T_{пр}$ и ω (третий параметр, фактор ацентричности ω, определяется по табличным данным или по формуле (12.2)). Природные горючие газы практически всегда представляют собой смесь горючих углеводородных газов легких и тяжелых компонентов и неуглеводородных газов. Молекулы простых газов, в частности метана, гелия, аргона и др., имеют сферическую форму. Молекулы других компонентов, входящих в состав газов, имеют несферические формы.

Это означает, что для простых газов силы притяжения, действующие вдоль линии, соединяющей центры сферических молекул, пропорциональны шестой степени расстояния, а для сложных газов силы притяжения (или отталкивания) между различными группами молекулярных пар не могут быть представлены только силами притяжения между центрами молекул. Существуют другие, нецентричные силы, и поэтому при учете взаимодействия молекул необходимо иметь в виду эти силы. Когда речь идет о реальных газах, т.е. о том, что в отличие от идеальных газов уравнение состояния реального газа включает в себя коэффициент пропорциональности Z, следует принимать во внимание, что этот коэффициент должен учесть объем самих молекул и взаимодействие между молекулами. Так как взаимодействие молекул зависит от формы молекул, точнее говоря, от сферичности взаимодействующих сил, вполне естественно, что при определении Z необходимо учесть ацентричность сил взаимодействия между молекулами. Поэтому введен третий параметр – фактор ацентричности, от которого также зависит коэффициент Z.

Определение Z по трем параметрам следует производить в тех случаях, когда в составе углеводородных газов газовых и газоконденсатных месторождений концентрация высококипящих углеводородных и неуглеводородных компонентов превышает 10%, а также при наличии в составе газа полярных веществ. Значение коэффициента сверхсжимаемости Z по трем параметрам определяется по формуле (33.2).

Кроме графических методов определения Z по двум и по трем параметрам, предложено значительное число аналитических методов определения Z. Коэффициент сверхсжимаемости зависит от давления, температуры и состава газа. При наличии неуглеводородных компонентов в составе газа (H_2S, CO_2, N_2) необходимо вводить в рассчитанное значение Z поправку по правилу аддитивности:

$$Z = Z_{N_2} x_{N_2} + (1 - x_{N_2}) Z_{уг}, \tag{12.3}$$

где x_{N_2} – объемная (мольная) доля азота в газе; $Z_{уг}$ – коэффициент сверхсжимаемости углеводородной части природного газа; Z_{N_2} – коэффициент сжимаемости азота.

Значение коэффициента сверхсжимаемости азота Z_{N_2} определяется в зависимости от давления и температуры из графика, показанного на рис. 10. При решении задач газогидродинамики часто требуется более точное определение коэффициента Z. При этом наиболее часто применяются уравнения состояния, предложенные Бенедиктом–Веббом–Рубином, Редлихом–Квонгом, Старлингом–Ханом, Пенгом–Робинсоном. Методы определения Z по этим уравнениям приведены в разделе 2.4.

Значение Z, определенное одним из предложенных методов, используется для нахождения пластового давления по формуле (3.3). Однако отсутствие возможности определения среднего давления $P_{ср}$, от которого зависит коэффициент $Z_{ср}$, вынуждает поступить следующим образом. Сначала определяют ориентировочное значение пластового давления $P_{пл.ор}$ по ориентировочному значению коэффициента $Z_{ор}$. Ориентировочное значение коэффициента $Z_{ор}$ определяется путем принятия вместо $P_{ср}$ давления на устье скважины $P_у$, т.е. допускается, что $P_{ср} \approx P_у$. По известному измеренному устьевому давлению определяют приведенное давление: $P_{пр.у} = P_у / P_{кр}$.

Зная $T_{пр} = T_{ср}/T_{кр}$ и $P_{пр.у}$, одним из вышеизложенных методов определяют $Z_{ор}$, а затем рассчитывают

$$S_{ор} = 0{,}03415 \overline{\rho} L / Z_{ор} T_{ср} \tag{13.3}$$

и, используя формулу (3.3) или (9.3), определяют ориентировочное пластовое давление:

$$P_{пл.ор} = P_{ст} e^{S_{ор}}. \tag{14.3}$$

Затем по формуле

$$P_{ср} = (P_{ст} + P_{пл.ор}) / 2. \tag{15.3}$$

определяют приближенное значение среднего давления. Зная $P_{ср}$, вычисляют приведенное давление:

$$P_{пр} = P_{ср}/P_{пк}. \tag{16.3}$$

Зная $P_{пр}$ и $T_{пр}$, находят значение $Z_{ср}$. Расчеты давления газовых и газоконденсатных скважин показывают, что для получения значения пластового давления с точностью до сотой доли мегапаскаля достаточно второго приближения. Если в составе добываемого газа много процентов высококипящих углеводородов и неуглеводородных газов, как, например, в составе газов Карачаганакского и Астраханского месторождений, то величину коэффициента Z обязательно следует рассчитать по более точным формулам (48.2), (51.2) или определить хотя бы по трем параметрам.

Кроме того, для выяснения влияния числа приближений на точность определения пластового давления необходимо проводить контрольные расчеты при больших глубинах газовых месторождений, аномально высоких давлениях и температурах пласта и сложных составах газа. В целом для основной массы газовых и газоконденсатных месторождений точность определения пластового давления по формуле (3.3) на втором приближении меньше и равна точности приборов, используемых для измерения давления.

3.3.2. Определение пластового давления по результатам исследования скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации

В ряде случаев остановка скважины для определения пластового давления нецелесообразна или по техническим причинам не рекомендуется. В частности, если обсадная колонна негерметична, то частые остановки скважины для замера пластового давления могут увеличить опасность утечки газа через негерметичные колонны. При больших глубинах залежи, к которым относятся морские газоконденсатные месторождения Азербайджана, Астраханское, Карачаганакское и др., остановка скважин на длительное время считается нецелесообразной из-за аномально высокого пластового давления в них. Остановка скважин для измерения пластового давления на месторождениях с низкими коллекторскими свойствами снижает коэффициент эксплуатации скважин, вскрывших пласты с длительной стабилизацией и восстановлением давления. Поэтому в тех случаях, когда не требуется высокой точности определения пластового давления, его величину можно вычислить по результатам испытания скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации.

При испытании скважин методом установившихся отборов используется связь между забойным давлением и производительностью скважины. Известно, что эта связь при стационарных режимах фильтрации имеет вид

$$P_{пл}^2 - P_{зi}^2 = aQ_i + bQ_i^2. \qquad (17.3)$$

Как правило, формула (17.3) используется для определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений a и b путем измерения устьевого давления и его пересчета на забойное и пластовое. При исследовании должно быть 5–8 режимов. На каждом из них формула (17.3) будет иметь вид

$$P_{пл}^2 = P_{зi}^2 + aQ_1 + bQ_i^2, \qquad P_{пл}^2 = P_{з2}^2 + aQ_2 + bQ_2^2,$$
$$\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots, \qquad P_{пл}^2 = P_{зn}^2 + aQ_n + bQ_n^2, \qquad (18.3)$$

Систему уравнений (18.3) при неизвестном пластовом давлении можно представить в виде

$$(P_{з1}^2 - P_{зi}^2)/(Q_i - Q_1) = a + b(Q_i + Q_1),$$
$$(P_{з2}^2 - P_{зi}^2)/(Q_i - Q_2) = a + b(Q_i + Q_2), \qquad (19.3)$$
$$(P_{з3}^2 - P_{зi}^2)/(Q_i - Q_3) = a + b(Q_i + Q_3).$$

Из графической зависимости $(P_{зi}^2 - P_з^2)/(Q_i - Q)$ от $Q_i + Q$ можно определить коэффициенты фильтрационных сопротивлений. Аналогичные сочетания составляются для второго, третьего и других режимов. При этом, чем выше порядковый номер режима i, тем меньше число сочетаний, в целом же если скважина испытана на восьми режимах, то таких сочетаний будет 28. Этого числа вполне достаточно, чтобы построить качественную индикаторную кривую для определения коэффициентов

фильтрационных сопротивлений. В общем виде число сочетаний определяется по формуле

$$N = \sum_{i=1}^{n} (n - i), \tag{20.3}$$

где n – число, а i – порядковый номер режимов.

Определив таким образом коэффициенты фильтрационных сопротивлений a и b и используя один из режимов с известными забойным давлением и дебитом, можно вычислить пластовое давление по формуле (17.3).

По результатам испытания скважины при нестационарных режимах фильтрации пластовое давление может быть определено путем обработки кривых восстановления давления при следующих условиях:

– если время работы скважины перед остановкой T меньше в 20 раз времени t, необходимого для полного восстановления давления, т.е. $T < 20t$, то используются расчетные формулы, выведенные для скважины, расположенной в центре "бесконечного" кругового пласта. При этом экстраполяция прямолинейного участка кривой восстановления давления, обработанная в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg(T + t)/t$ до координаты $P_з^2(t)$, позволяет отсекать на оси $P_з^2(t)$ отрезок, равный $P_{пл}^2$;

– если время работы скважины до остановки T превышает более чем в 20 раз время, необходимое для восстановления давления t, т.е. $T > 20t$, то используется расчетная формула, выведенная для скважины, расположенной в центре "бесконечного" кругового пласта, но без учета T. При этом экстраполяция прямолинейного участка кривой восстановления давления, обработанная в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg t$ до координаты $\lg t = \lg T$, позволяет определить пластовое давление по формуле

$$P_{пл}^2 = P_з^2(t) + 0{,}3\beta, \tag{21.3}$$

где β – тангенс угла наклона прямолинейного участка КВД, построенного в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg t$.

При определении пластового давления по результатам обработки КВД следует обратить особое внимание на правильность (применимость) выбранной методики определения $P_{пл}$ в рассматриваемом случае. Если скважина, в которой снималась КВД, до остановки работала длительное время, то возможно влияние условий на границе дренируемой зоны, и тогда использование формул, выведенных для "бесконечного" пласта, для определения пластового давления может привести к существенному завышению величины $P_{пл}$.

3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ПО БАРОМЕТРИЧЕСКОЙ ФОРМУЛЕ

При выборе метода определения забойного давления следует исходить из наличия источников информации. Источником информации для определения забойного давления являются давления на устье скважины. Количество источников информации зависит от конструкции скважин. Наиболее часто встречаемые конструкции газовых и газоконденсатных скважин показаны на рис. 49. Абсолютное меньшинство скважин имеют конструкцию, показанную на рис. 49, *а*. При такой конструкции если скважина работает по фонтанным трубам, то по устьевому давлению в затрубном пространстве, используя формулу (3.3), определяют забойное давление. Для забойного давления барометрическая формула имеет вид

$$P_з = P_{зат} e^s, \tag{22.3}$$

где $s = 0{,}03415\overline{\rho}L / Z_{ср}T_{ср}$ совпадает с формулой (4.3), с той лишь разницей, что

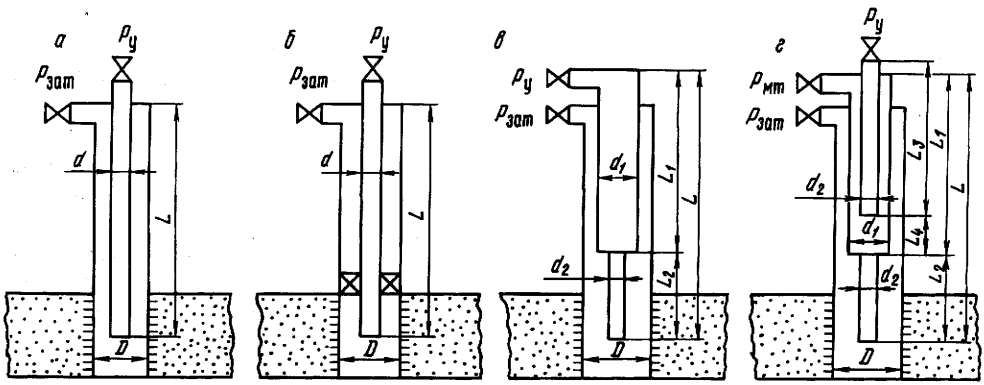


Рис. 49. Схема конструкций скважин

а–в – однорядный лифт: *а* – без пакера, *б* – с запакированным затрубным пространством, *в* – двухступенчатый; *г* – двухрядный двухступенчатый лифт

Пояснение см. в тексте

вместо $T_{ср}$, определяемой по формуле (5.3), нужно использовать формулу

$$T_{ср} = \frac{T_у + T_L}{2} \quad \text{или} \quad T_{ср} = \frac{T_L + T_у}{\ln T_L / T_у}, \tag{23.3}$$

где $T_у$ – температура газа на устье скважины.

Значение $T_у$ должно быть измерено термометром. Порядок расчета забойного давления и входящих в формулу (22.3) параметров аналогичен порядку, изложенному для определения пластового давления. Для нахождения истинного значения забойного давления по формуле (22.3) применяют метод последовательных приближений. В первом приближении определяют ориентировочное значение коэффициента сверхсжимаемости $Z_{ор}$ по известным $P_{зат}$ и $T_{ср}$. Зная $Z_{ор}$, вычисляют $s_{ор}$ и, следовательно, $P_{з.ор}$. Далее рассчитывают среднее давление в стволе скважины по формуле

$$P_{ср} = \frac{P_{з.ор} + P_{зат}}{2}. \tag{24.3}$$

Определяют приведенные давление $P_{пр} = P_{ср}/P_{кр}$ и температуру $T_{пр} = T_{ср}/T_{кр}$ и, зная $P_{пр}$ и $T_{пр}$, из графика $Z = f(P_{пр}, T_{пр})$ находят $Z_{ср}$. По известным $Z_{ср}$, $T_{ср}$, L, $\bar{\rho}$ и $P_{зат}$ вычисляют величину $P_з$.

Таким образом, для определения забойного давления в газовой скважине достаточно, чтобы на одном из пространств (затрубном, трубном или межколонном) газ был неподвижным. Если скважина остановлена для снятия кривой восстановления давления, то для определения забойного давления во времени $P_з(t)$ могут быть использованы устьевые давления трубного $P_у(t)$ и затрубного $P_{зат}(t)$ пространств. Если скважина газоконденсатная, то определение забойного давления по барометрической формуле более предпочтительно, чем по параметрам подвижного столба.

3.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ПО УСТЬЕВОМУ ДАВЛЕНИЮ ФОНТАННЫХ ТРУБ

Неподвижный столб газа в работающих газовых и газоконденсатных скважинах не всегда имеет место по двум причинам.

1. Основная масса газовых и газоконденсатных скважин в настоящее время оборудуются пакером с целью снижения опасности открытого фонтанирования при аварийном выходе из строя фонтанной арматуры. Затрубное пространство запаке-

ровывается и при наличии коррозионно-активных компонентов в составе газа с целью повышения надежности обсадных колонн и предотвращения утечки газа.

2. При больших глубинах газовых и газоконденсатных месторождений на высокопроизводительных скважинах нередко затрубное пространство используется как рабочее пространство для движения газа. Поток газа при этом делится на две части, и часть потока движется к устью по затрубному пространству. В частности, большинство скважин глубоких морских газоконденсатных месторождений на Каспийском море эксплуатируются по изложенной выше схеме.

Поэтому для определения забойного давления по подвижному столбу газа предложены различные методы, учитывающие конструкцию фонтанных труб, наличие жидкости в потоке, существенное изменение температуры газа по стволу и др.

При движении газа и газожидкостной смеси имеют место три особенности.

Первая заключается в том, что движение газа в трубах происходит в условиях политропического процесса. Причем показатель политропы является переменной величиной, так как движение происходит с теплообменом. Теплообмен обусловлен трением, испарением и конденсацией жидких компонентов, имеющихся в потоке газа, теплообменом через стенки фонтанных труб, дросселированием газа. В целом температура потока газа существенно зависит от температуры пластового газа, производительности скважины, наличия многолетней мерзлоты, конструкции скважины и др. Как правило, для получения простых расчетных формул принимают, что $T = T_{ср} =$ = const.

Вторая особенность заключается в том, что движение газа в трубах происходит при переменном коэффициенте сопротивлений труб λ, так как коэффициент λ зависит от числа Рейнольдса, а последний, в свою очередь, от средней скорости и вязкости газа по пути движения газа. Если изменения скорости по длине труб и вязкости газа увязать с изменением давления и температуры, то расчетная формула становится еще сложнее. Поэтому для получения простых расчетных формул считают, что коэффициент сопротивления λ постоянен по длине труб. При этом допускается, что шероховатость труб практически постоянна, для труб постоянного сечения $\rho\upsilon$ постоянен, а вязкость газа меняется незначительно, и поэтому число Re может быть принято постоянным.

Третья особенность заключается в том, что по длине труб коэффициент сверхсжимаемости Z существенно меняется. Однако для удобства расчета забойного давления и учитывая, что замена переменного Z на $Z_{ср}$ практически не влияет на точность определения $P_з$ для вертикальной скважины при $T = T_{ср} = \text{const}$, $\lambda = \text{const}$, $Z = Z_{ср}$ в интервале от 0 до L, забойное давление в работающей по фонтанным трубам газовой скважине определяют по формуле

$$P_з = [P_у^2 e^{2s} + \theta Q^2]^{1/2}, \qquad (25.3)$$

где $2s = 0{,}0683\overline{\rho}L / Z_{ср}T_{ср}$; $\theta = 0{,}01413 \cdot 10^{-10} Z_{ср}^2 T_{ср}^2 (e^{2s} - 1)\lambda / D^5$; D – внутренний диаметр фонтанных труб, м; Q – дебит скважины, тыс.м^3/сут; $P_у$ – давление у устья фонтанных труб, МПа.

Формулы для расчета забойного давления в работающей газовой скважине, аналогичные формуле (25.3), получены многими исследователями с различными упрощающими условиями. Однако наиболее приемлемой оказалась формула (25.3), полученная для чистого газа, движущегося по вертикальным трубам постоянных диаметра и шероховатости.

Порядок определения $Z_{ср}$ и $T_{ср}$ в формуле (25.3) аналогичен расчету этих параметров, использованных для расчета пластового давления по формуле (3.3) или забойного давления по формуле (22.3). Входящий в формулу (25.3) коэффициент гид-

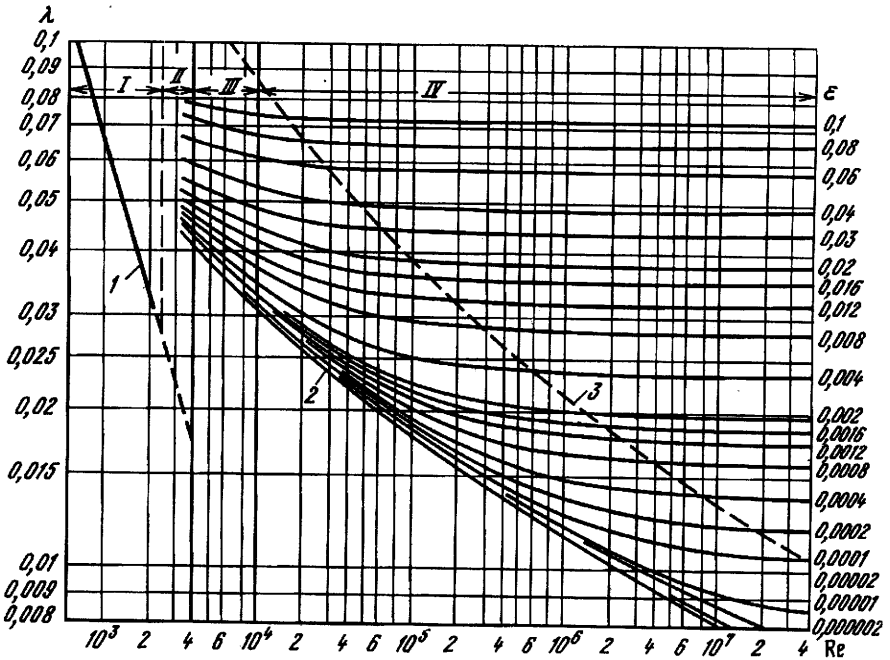


Рис. 50. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления труб λ от числа Рейнольдса Re для труб с различными относительными шероховатостями ε

I–IV – области: *I* – ламинарного течения, *II* – критическая, *III* – переходная турбулентная, *IV* – турбулентной автомодельности (λ не зависит от Re)

1 – ламинарный режим; *2* – турбулентное течение в трубах; *3* – граница зоны, где λ не зависит от Re

равлического сопротивления λ зависит от режима течения газа, состава потока, качества изготовления труб, термобарических условий по длине труб и от свойств газа. Значения λ при расчете $P_з$ находят из графика, показанного на рис. 50, или вычисляют по соответствующим формулам, приведенным в разделе 3.6, исходя из режима течения, диаметра и пространства движения и других факторов.

3.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ТРУБ

Коэффициент гидравлического сопротивления труб λ, входящий в формулу (25.3) для определения забойного давления, зависит от режима течения газа, состава потока, качества изготовления и размера труб, термобарических условий по длине труб, свойства газа и др. Изменение перечисленных параметров потока и конструкции скважины в процессе эксплуатации приводит к изменению λ. Однако необходимость знания величины λ при расчете забойного давления и распределения давления по стволу привела к поиску приближенных зависимостей между λ и остальными параметрами. С приемлемой точностью формула для определения λ в газовых скважинах может быть представлена в виде

$$\lambda = \frac{1}{m^2\left\{\lg\left[\left(\frac{6{,}81}{\mathrm{Re}}\right)^{1{,}8/m} + \left(\frac{7{,}41}{\varepsilon}\right)^{2/m}\right]\right\}^2}, \qquad (26.3)$$

где m – параметр неравномерности шероховатости, который зависит от степени неравномерности шероховатости и пограничной характеристики течения.

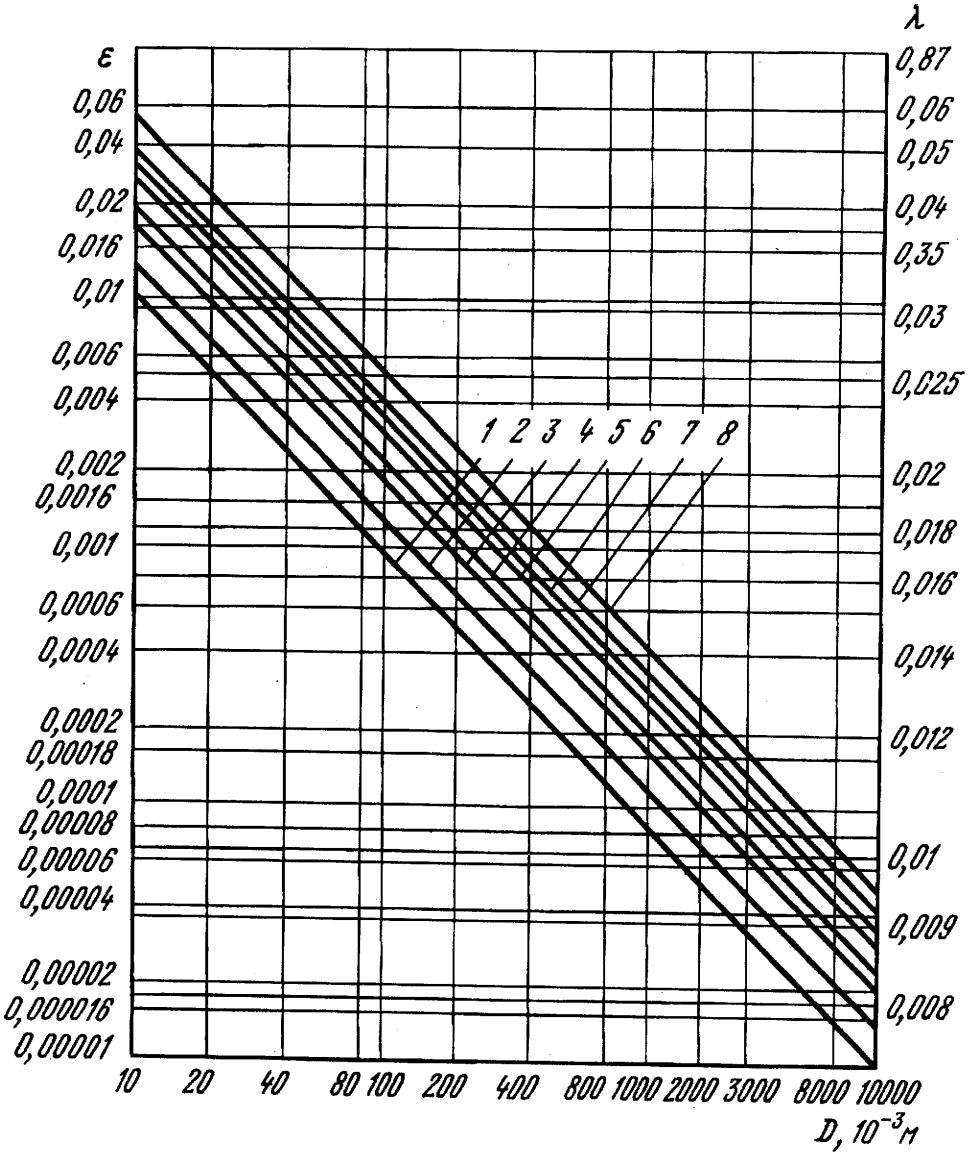


Рис. 51. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления труб λ от относительной шероховатости труб ε в зоне турбулентной автомодельности

1, 2 – новые стальные трубы с шероховатостью (0,05; 0,07) · 10^{-3} м соответственно; *3–6* – стальные трубы, бывшие в эксплуатации, с абсолютной шероховатостью (0,10; 0,12; 0,15 и 0,18) · 10^{-3} м соответственно; *7, 8* – чугунные трубы с абсолютной шероховатостью (0,20 и 0,25) · 10^{-3} м соответственно

Пограничная характеристика течения β оценивается формулой

$$\beta = \upsilon l_к / \nu, \qquad (27.3)$$

где υ – скорость потока; $l_к$ – абсолютная шероховатость; ν – кинематическая вязкость для используемых в газовой промышленности труб; параметр неравномерности шероховатости *m* практически не зависит от пограничной характеристики течения β. Под пограничной характеристикой в данном случае понимается закон перехода турбулентной автомодельности в область, где λ зависит от Re. Эта зависимость для раз-

Таблица 29

Шероховатости различных труб, используемых в газовой промышленности

Материалы и условия эксплуатации труб	$l_к$, 10^{-3} м
Новые стальные трубы	0,04–0,10
Стальные, после нескольких лет эксплуатации в качестве газопровода с незначительными коррозией или отложениями	0,06–0,20
Стальные, после нескольких лет эксплуатации, корродированные или с небольшими отложениями	0,05–0,50
Стальные, после длительной эксплуатации, сильно корродированные и загрязненные	0,50–1,00
Лифтовые трубы диаметром 0,0635 м после нескольких лет эксплуатации в газовых скважинах	0,04–0,20
Стальные обсадные трубы диаметром 0,127 м после длительной эксплуатации в газовой скважине без лифтовых труб	0,06–0,22

личных относительных шероховатостей ε, определяемая по формуле

$$\varepsilon = 2l_к/D, \tag{28.3}$$

показана на рис. 51, где D – внутренний диаметр труб, по которым движется газ.

Исследования показывают, что значение m для труб, применяемых в нефтегазовой промышленности, может быть принято равным двум, т.е. $m = 2$.

Для каждого режима течения коэффициент λ определяется по соответствующим приближенным формулам. В частности, для ламинарного режима течения λ практически не зависит от шероховатости труб и определяется по формуле

$$\lambda = 64/\mathrm{Re}. \tag{29.3}$$

В газовых скважинах в основном имеет место турбулентный режим течения, и при этом λ определяется по формуле

$$\lambda = \frac{1}{\left[2\ln\left(\frac{5,62}{\mathrm{Re}^{0,9}} - \frac{7,41}{\varepsilon}\right)\right]^2}. \tag{30.3}$$

Число Рейнольдса Re в формулах (26.3)–(30.3) определяется по формуле

$$\mathrm{Re} = KQ\overline{\rho} / D\mu, \tag{31.3}$$

где K – размерный коэффициент, кг · с^2/м^4; Q – расход газа, тыс.м^3/сут; D – внутренний диаметр труб, 10^{-2} м; μ – динамическая вязкость, мПа · с.

При T = 293 К и P = 0,1013 МПа K = 1777, а при T = 273 К, P = 0,1013 МПа K = 1910.

При больших расходах газа наступает так называемая турбулентная автомодельность, и в этой области (рис. 50, IV область) величина λ практически не зависит от Re. Поэтому в этой области λ может быть определена по формуле

$$\lambda = /[0,8696\ln 7,41/\varepsilon]^2. \tag{32.3}$$

Входящая в формулу (27.3) абсолютная шероховатость $l_к$ колеблется от $0,0015 \cdot 10^{-3}$ до $1,0 \cdot 10^{-3}$ м. Наиболее часто в промысловых условиях встречаются значения $l_к = (0,07–0,20) \cdot 10^{-3}$ м. Значения абсолютной шероховатости труб, используемых в газовой промышленности, приведены в табл. 29 и могут быть определены с помощью графика, показанного на рис. 51.

Представляет большой интерес практический характер изменения в области турбулентной автомодельности в зависимости от $l_к$ и D для различных труб, используемых в газовой промышленности.

Таблица 30

Значения коэффициента λ при $Q \geq Q_{min}$

Внутренний диаметр труб D, 10^{-3} м	Относительная шероховатость ε	Q_{min}, тыс. м^3/сут	λ
0,0254	0,0080	3,7	0,028
0,0403	0,0075	6,5	0,027
0,0508	0,0060	15,0	0,026
0,0635	0,0048	28,0	0,025
0,0762	0,0040	37,5	0,024
0,1016	0,0030	70,0	0,023
0,1270	0,0024	100,0	0,022
0,1524	0,0020	150,0	0,021
0,2032	0,0014	260,0	0,020

В табл. 30 приведены значения λ для труб различных диаметров в пределах изменений $l_к$, приведенных в табл. 29.

Для практически вероятных значений шероховатости $l_к = (0{,}07–0{,}20) \cdot 10^{-3}$ м величину λ с достаточно высокой точностью для диаметра $D = (50{,}8–254) \cdot 10^{-3}$ м можно определить по формуле

$$\lambda = 0{,}111 l_к^{0{,}25}/D^{0{,}25} = 0{,}0933\varepsilon^{0{,}25}, \tag{33.3}$$

а для диаметров $D = (254{,}0–762) \cdot 10^{-3}$ м по формуле

$$\lambda = 0{,}0822 l_к^{0{,}21}/D^{0{,}21} = 0{,}0761\varepsilon^{0{,}21}. \tag{34.3}$$

Если дебит скважины меньше Q_{min}, то величину λ приближенно можно определить по формуле

$$\lambda = 0{,}029[D/\bar{\rho}Q]^{0{,}13}, \tag{35.3}$$

где $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа; Q – дебит скважины, тыс.м^3/сут при стандартных условиях.

При движении газа по затрубному пространству с учетом потерь давления на местные сопротивления в соединительных муфтах величину λ можно определить по формуле

$$\lambda = \lambda_0 \frac{D_{эк} + d_н}{[D_{эк} - d_н]^{0{,}5}} + \left[\frac{D_м^2 - d_н^2}{D_{эк}^2 - D_м^2} + 0{,}05\right] \frac{[D_{эк}^2 - d_н^2]^{0{,}5}}{l}, \tag{36.3}$$

где λ_0 – коэффициент сопротивления труб с эквивалентным диаметром $D_{эф}$. Значения $D_{эк}$, $d_н$, $D_м$, D отечественных и импортных труб приведены в табл. 31 и 32.

Величину λ_0 находят из табл. 33 или из графика, показанного на рис. 50, при известном $D_{эф}$.

При движении газа только по затрубному пространству $D_{эф}$ определяют по формуле

$$D_{эф} = [D_{эк}^2 - d_н^2]^{0{,}5}; \tag{37.3}$$

при движении газа по трубному и затрубному пространствам

$$D_{эф} = [D_{эк}^2 - d_н^2 + D_в^2]^{0{,}5}, \tag{38.3}$$

где $D_{эк}$ – диаметр эксплуатационной колонны; $D_м$ – наружный диаметр муфты; $d_н$ – наружный диаметр фонтанных труб; l – длина одной трубы; 0,05 – потери давления

Таблица 31

Основные размеры отечественных фонтанных и обсадных труб

Трубы	Диаметр труб, 10^{-3} м		Муфта, 10^{-3} м		Долото		$d_в^5$, 10^{-6} м^5
	$d_н$	$d_в$	$d_н$	Длина	Номер	d, 10^{-3} м	
1	2	3	4	5	6	7	8
Фонтанные ГОСТ 3845–75	48,3	40,3	56,0	96			1063
	60,3	50,3	73,0	110			3219
	73,0	62,0	89,0	132			9161
		59,0					7149
	88,9	76,0	107,0	146			25355
	101,6	88,6	121,0	150			54598
	114,3	100,3	132,5	156			101500
Обсадные ГОСТ 6238–77		102,3					112041
	114,3	100,3	133	158	6а	145	101509
		98,3					91784
		96,3		177*			83819
		115					201135
	127	113	146	165	7	161	184243
		111		196*			168506
		109					153862
		127,7					339589
		125,7					313816
	139,7	123,7	159	171	8	190	289633
		121,7		203*			266964
		119,7					245737
		117,7					225882
		133					416158
		132					400746
	146	130	166	177	8	190	371293
		128		215*			343597
		126					317580
		124					293162
		155,3					909352
		154,3					874640
		152,3					819407
	168,3	150,3	186	184	10	243	766999
		148,3		222*			717308
		146,3					670226
		144,3					625650
		140,3					543611
	177,8	163,8					1179151
		161,8					1108900
		159,8					1042039

Таблица 31 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8
		157,8	198	184	10	243	978442
	177,8	155,8					917989
		153,8					860561
		149,8					754326
		179,7					1873874
		177,7					1771891
	193,7	175,7	216	190	10	243	1674398
		173,7			11	269	1581245
		169,7					1407373
		165,7		235*			1249144
		205,1					3629345
		203,1					3455808
	219,1	201,1	245	196	11	269	3288973
		199,1			12	295	3128645
		195,1		254*			2826743
		230,5					6506608
		228,5					6229182
	224,5	226,5	270	196	12	295	5961300
		224,5			13	320	5702716
		220,5					5212463
		216,5		266*			4756522
		259,1					11677155
		257,1					11233378
	273,1	255,1	299	203	13	320	10803197
		253,1			14	346	10386297
		249,1					9591105
		282,5					17992531
		280,5					17364582
	298,5	278,5	324	203	16	394	16754289
		276,5					16161277
		274,5					15585518
		305,9					26785353
	323,9	303,9	351	203	16	394	25921104
		301,9					25079309
		299,9					24259527
		321,7					34455242
	339,7	319,7	365	203	16	394	33397440
		317,7					32365779
		315,7					31359773
		330					40946913
	351	331	376	229	18	445	39731960
		329					38546000

Таблица 31 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7	8
	351	327					37388562
	377	359	402	229	18	445	59631020
		357					57988395
		355					56382165
		353					54811733
	406,4	388,4	432	228	20	490	88388569
		386,4					86136176
		384,4					83929936
		382,4					81769138
	426	406	451	229	20	490	110313882
		404					107623430
		402					104985730

* Размеры муфт относятся к трубам с удлиненной резьбой.

при сужении потока газа в местах расположения муфт между муфтами и эксплуатационной колонной.

Если дебит скважины Q превышает Q_{min}, то величину λ_0 следует определять из табл. 34, а если $Q \leqslant Q_{min}$, то величину λ_0 можно определить по формуле

$$\lambda_0 = 0,029\left(\frac{D_{эф}}{\overline{\rho}Q}\right)^{0,13} \cdot \left[\sqrt{\frac{D_{эк}+d_н}{D_{эк}-d_н}}\right]^{0,13}. \qquad (39.3)$$

Для труб-коллекторов больших диаметров, обвязывающих группу скважин с установками комплексной подготовки, а также для газопроводов коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле

$$\lambda = 0,067\left[\frac{158}{\mathrm{Re}} + \frac{2l_к}{D}\right]^{0,2}, \qquad (40.3)$$

где Re – число Рейнольдса, определяемое по формуле

$$\mathrm{Re} = 4Q\rho_в\overline{\rho}/\pi D\eta = 17,75 \cdot 10^6 Q\overline{\rho}/\eta D, \qquad (41.3)$$

Q – объемный расход газа, млн м^3/сут; $\rho_в$ – плотность воздуха при стандартных условиях, $\rho_в$ = 1,206 кг/м^3; $\overline{\rho}$ – относительная плотность газа; η – динамическая вязкость газа, Н.с/м; D – диаметр трубы, м.

При ламинарном режиме течения в трубах большего диаметра слагаемая 158/Re намного больше $2l_к/D$. Поэтому в этих случаях величину λ можно определить без учета $2l_к/D$ по формуле

$$\lambda = 0,1844/\mathrm{Re}^{0,2}. \qquad (42.3)$$

Пример. Определить Re и λ для трубы диаметром 700 · 10^{-3} м при расходе газа Q = = 8,0 · 10^6 м^3/сут, вязкостью μ = 0,0123 мПа· с, относительной плотностью $\overline{\rho}$ = 0,622, шероховатостью труб $l_к = 0,03 \cdot 10^{-3}$:

$$\mathrm{Re} = \frac{4 \cdot 8 \cdot 10^6 \cdot 1,206 \cdot 0,622}{24 \cdot 3600 \cdot 3,14 \cdot 0,7 \cdot 12,3 \cdot 10^6} = 10,27 \cdot 10^6,$$

$$\lambda = 0,067\left[\frac{158}{10,27 \cdot 10^6} + \frac{2,0 \cdot 0,03 \cdot 10^{-3}}{700 \cdot 10^{-3}}\right]^{0,2} = 0,0106.$$

Таблица 32

Основные размеры зарубежных фонтанных и обсадных труб

Трубы	Диаметр труб, 10^{-3} м		Муфта, 10^{-3} м		Долото		$d_в^5$, 10^{-6} м^5
	$d_н$	$d_в$	$d_н$	Длина	Номер	d, 10^{-3} м	
1	2	3	4	5	6	7	8
Фонтанные API, *H*–40, *J*–55, *C*–75, *N*–80, *P*–105	48,3	40,9	55,9	95,2			1144
			63,5	98,4			
		47,4	73,8	108			2393
	60,3	50,7		123,8			3350
		51,8					3729
		51,8					3350
		50,7	88,9	130,2			6231
	73	57,4	93,2	138,4			7149
		62					9161
		62	108	142,9			9161
		69,8	114,3	146			16568
	88,9	74,2					22491
		76					25355
		77,9					28687
	101,6	88,3	120	146			53679
		90,1	127	152,4			59377
	114,3	100,5	132,1	155,6			102525
			141,3	158,8			
Обсадные *H*–40, *J*–55, *C*–75, *N*–80, *P*–110, *K*–55, *C*–95		97,2	127	158,8	6в	145	86762
		99,6		177,8			98016
	114,3	101,6					108260
		102,9					115366
		103,9					121081
		108,6	141,3	165,1	7	161	151060
	127	122		196,8			176234
		114,1					193387
		115,8					208229
		115,5	153,7	171,4	8	190	203546
		118,6		203,2			234611
	139,7	121,4					263690
		124,3					296726
		125,7					313817
		127,3					334304
		144,1	187,8	184,2	10	243	621326
	168,3	147,1		222,2			688753
		150,4					679554
		153,6					854980
		150,4	194,5	184,2	10	243	769554
		152,5		228,6			824801
		154,8		254,0			888904
	177,8	157,1					956931

Таблица 32 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7	8
		159,4					1029062
		161,7					1105478
	177,8	164,0					1186367
		166,1					1264294
		168,3	215,9	190,5	11	269	1350270
		171,8		235,0			1496634
	193,7	174,6		263,5			1622636
		177,0					1737266
		178,4					1807067
		190,8	244,5	196,8	11	269	2528668
		193,7		254,0	12	295	2726767
		196,2					2907334
	219,1	198,8					3105145
		201,2					3297159
		203,6					3498556
		205,7					3682743
		216,8	269,8	196,8	12	295	4789568
		220,5		266,7	13	320	5212463
	244,5	222,4					5440939
		224,4					5690026
		226,6					5974472
		228,6					6242824
		235,0	298,4	203,2	13	320	7167031
		237,5			14	346	7556454
		240,0					7962624
		242,8					8438075
	273,0	245,5					8899647
		247,9					9312302
		250,2					9804750
		252,7					10304483
		255,3					10845612
		258,9					11632157
		273,6	323,8	203,2	16	394	15331352
	298,4	276,4					16132073
		279,4					17026759
		281,5					17676325
		308,8	365,1	203,2	18	445	28079311
		311,8					29470028
		313,6					30330549
	339,7	315,3					31161607
		317,9					32467783
		320,4					33764672
		323,0					35157065

Таблица 33

Значения коэффициента λ_0 при $Q > Q_{min}$

$D_{эк}$,м	$d_н$, м	Q_{min}, тыс. м^3/ сут	λ_0	$D_{эк}$, м	$d_н$, м	Q_{min}, тыс. м^3/ сут	λ_0
0,0635	0,0254	16	0,029	0,1016	0,0508	40	0,027
0,0762	0,0254	30	0,027	0,1270	0,0508	84	0,026
0,1016	0,0254	60	0,025	0,1524	0,0508	147	0,024
0,1217	0,0254	110	0,024	0,1016	0,0635	26	0,029
0,1524	0,0254	135	0,024	0,1270	0,0635	70	0,026
0,0762	0,0381	19	0,029	0,1524	0,0635	112	0,024
0,1016	0,0381	45	0,027	0,1270	0,0762	43	0,028
0,1270	0,0381	87	0,025	0,1524	0,0762	96	0,026
0,1524	0,0381	140	0,024	0,1524	0,1016	53	0,028

При квадратичном законе сопротивления, когда $\frac{158}{\mathrm{Re}} \ll \frac{2l_к}{D}$, формулу (40.3) можно использовать в виде

$$\lambda = 0{,}067\left(\frac{2l_к}{D}\right)^{0,2}. \qquad (43.3)$$

Для новых труб величину $l_к$ можно принять равной $l_к = 0{,}03$, тогда коэффициент λ будет определяться по формуле

$$\lambda = 0{,}067(0{,}06\ 10^{-3})^{0,2}/D^{0,2}. \qquad (44.3)$$

В принципе при высокой степени точности измерения величин параметров, входящих в формулу (25.3), значение λ может быть определено по результатам исследования. Точность определения λ будет зависеть от точности замера расхода, диаметра труб, давления и температуры, а также от учета изменения $Z(P, T)$. Оценки, приведенные по фактическим данным, показывают, что λ определяется с точностью до ±5%.

Приведенные выше формулы, за исключением (29.3) и (42.3), для определения λ справедливы в зоне турбулентной автомодельности, где гидравлическое сопротивление труб не зависит от числа Рейнольдса Re. Большой практический интерес представляет определение условия применимости этих формул. Обозначим число Рейнольдса Re в зоне турбулентной автомодельности Re_1, а в зоне до турбулентной автомодельности Re_2. Тогда приведенные выше формулы для определения λ будут справедливы при условии $\mathrm{Re}_1 > \mathrm{Re}_2$. Начальная граница зоны турбулентной автомодельности m должна обусловливаться пограничной характеристикой течения

$$\upsilon l_к/\nu = \varepsilon \mathrm{Re}\sqrt{\lambda}\ /5{,}657 \qquad (45.3)$$

и степенью неравномерности шероховатости. Если известна степень неравномерности шероховатости, то граница зоны турбулентной автомодельности определяется величиной пограничной характеристики течения. Для равномерно шероховатых труб граница турбулентной автомодельности может быть определена по формуле

$$\varepsilon \mathrm{Re}\sqrt{\lambda} = 382{,}4. \qquad (46.3)$$

В этой зоне будет справедлива формула (32.3). Поэтому число Рейнольдса $\mathrm{Re}_{пер}$ будет определяться так:

$$\mathrm{Re}_{пер} = \frac{6{,}654 - 764{,}8\lg\varepsilon}{\varepsilon}. \qquad (47.3)$$

Таблица 34

Значения $Re_{пер}$ для различных ε, рассчитанных согласно работе [24]

Re	ε = 0,1	ε = 0,05	ε = 0,01	ε = 0,005	ε = 0,0001
По формуле (50.3)	$1{,}50 \cdot 10^4$	$3{,}47 \cdot 10^4$	$2{,}30 \cdot 10^5$	$5{,}07 \cdot 10^5$	$3{,}90 \cdot 10^7$
По формуле (51.3)	$1{,}67 \cdot 10^4$	$3{,}63 \cdot 10^4$	$2{,}25 \cdot 10^5$	$4{,}85 \cdot 10^5$	$3{,}95 \cdot 10^7$

Приближенно для неравномерно шероховатых труб по результатам опытов граница турбулентной автомодельности может быть выражена зависимостью

$$\varepsilon Re/\sqrt{\lambda} \approx 400, \tag{48.3}$$

и число Рейнольдса переходной границы по аналогии с формулой (47.3) будет иметь вид

$$Re_{пер} = \frac{696 - 800 \lg \varepsilon}{\varepsilon}. \tag{49.3}$$

Учитывая формулы (42.3)–(49.3), можно сказать, что режим турбулентной автомодельности будет характеризоваться числом Рейнольдса

$$Re > \frac{696 - 800 \lg \varepsilon}{\varepsilon}. \tag{50.3}$$

Используя значение ε в пределах $0{,}00001 \leqslant \varepsilon \leqslant 0{,}1$, можно получить приближенную формулу для вычисления $Re_{пер}$, позволяющую установить диапазон применимости формул для вычисления λ, справедливых в зоне турбулентной автомодельности по величине

$$Re_{пер} = 1250/\varepsilon^{1{,}125}. \tag{51.3}$$

Для вычисления $Re_{пер}$ предложены различные приближенные формулы. Значения $Re_{пер}$, вычисленные по формулам (50.3) и (51.3), для различных относительных шероховатостей, часто встречаемых на практике, приведены в табл. 34.

Анализ предложенных выше методов определения λ в газовых скважинах показывает, что для практических целей при движении "чистого" газа получаемые значения λ обладают приемлемой точностью.

Однако в продукции газовых скважин всегда присутствуют жидкие и твердые примеси. Влияние твердых примесей на величину λ изучено недостаточно, и поэтому в настоящее время отсутствуют практически приемлемые рекомендации. Следует подчеркнуть, что твердые примеси, выносимые из скважины, по форме и размеру весьма разнообразны, и поэтому возникают определенные трудности при попытке установления между λ и твердыми частицами функциональной зависимости. Наличие твердых примесей в потоке вызывает эрозию внутренней поверхности труб и сильно изменяет во времени шероховатость. Процесс эррозии происходит еще интенсивнее, если в составе газа имеются кислые компоненты, которые при наличии влаги в газе вызывают коррозию фонтанных труб. Поэтому в газовых и газоконденсатных скважинах, вскрывших слабоустойчивые коллекторы и в продукции которых содержатся кислые компоненты, величину λ следует периодически определять с применением глубинных манометров и термометров или глубинных комплексов.

Наличие жидкого компонента в потоке газа связано влагосодержанием газа и газоконденсатной смеси и тяжелых компонентов углеводородов, которые по мере снижения давления и температуры в системе пласт – устье скважины переходят в жидкое состояние. Наличие жидкости в потоке связано также с обводнением скважин и вводом в поток ингибиторов гидратообразования и коррозии. Если скважина вскрывает газоносный пласт с нефтяной оторочкой, то в продукции скважины имеется и нефть. На газовых и газоконденсатных месторождениях России газовые скважины вместе с

газом дают десятки, а иногда и сотни кубических метров воды и конденсата в сутки. Наличие жидкости в газе по отношению к коэффициенту λ приводит к двум последствиям:

– незначительное содержание жидкости в потоке газа производит эффект смазки шероховатой поверхности труб и снижает величину коэффициента λ;

– занимая часть проходного сечения трубы, по которому движется газ, уменьшает его для газовой фазы и увеличивает потери давления в стволе скважины.

Величина коэффициента $\lambda_{см}$ для смеси зависит от модели газожидкостного потока, количества жидкой и газовой фаз, структуры потока, направления движения фаз и т.д. В реальных скважинах исходя из газосодержания, скорости потока, конструкции труб и т.д. можно оценить наличие той или иной структуры потока в стволе скважины. Многочисленность факторов, влияющих на величину $\lambda_{см}$, обусловливает необходимость на каждом объекте определять свои эмпирические зависимости между $\lambda_{см}$ и основными критериями. При отсутствии точных и универсальных аналитических зависимостей для определения $\lambda_{см}$ основной задачей исследователей на каждом месторождении является выявление определяющих критериев или их комбинаций для обобщения промысловых данных и получения приемлемых эмпирических зависимостей между $\lambda_{см}$ и другими параметрами потока в широком диапазоне изменений этих параметров. Как правило, для получения расчетной формулы при определении λ используют следующие критериальные уравнения:

Эйлера $$Eu = \Delta P/\rho_{см}\upsilon_{см}^2, \quad (52.3)$$

Фруда $$Fr = \upsilon_{см}/gD, \quad (53.3)$$

Рейнольдса $$Re = \upsilon_{см}D\rho_{ж}/\mu_{ж}, \quad (54.3)$$

Вебера $$We = \sigma/D\upsilon_{см}^2(\rho_{ж} - \rho_{г}), \quad (55.3)$$

Кутателадзе $$Ku = [\rho_{ж}/\Delta P \cdot Fr/We]^{0,5}, \quad (56.3)$$

где ΔP – перепад давления; $\rho_{см}$ – плотность смеси; $\upsilon_{см}$ – скорость смеси; D – диаметр трубы; $\mu_{ж}$ – коэффициент вязкости жидкости; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости; σ – поверхностное натяжение; g – ускорение свободного падения; $\rho_{г}$ – плотность газа.

На базе многочисленных лабораторных и промысловых данных коэффициент сопротивления смеси $\lambda_{см}$ в диапазоне изменений дебита жидкости 0–800 м^3/сут; газового фактора 5–900 м^3/м^3; вязкости жидкости 1–2000 мПа · с; диаметра труб 0,035–0,076 м и давления 0,7–16,5 МПа может быть определен для газонефтяных скважин по формуле

$$\lambda_{см} = \frac{0,13Ku+1}{1,13Ku+1} \cdot \frac{\Delta\rho}{\rho_{см}} \cdot \frac{2\beta}{Fr_{см}} + 0,11\left[\frac{68}{Re_{см}} + \frac{2l_к}{D}\right]^{0,25}, \quad (57.3)$$

где $\Delta\rho$ – разность плотностей жидкости и газа; β – расходное газосодержание.

При большом газовом факторе, т.е. в газовых и газоконденсатных скважинах, в продукции которых содержится значительное количество жидкости, $\lambda_{см}$ определяется по формуле

$$\lambda_{см} = \lambda_0 \cdot \varphi = 0,067\left[\frac{0,0831\mu_г D}{Q_г\bar{\rho}\cdot 10^{-2}} + \frac{10^{-4}}{D}\right]^{0,2} \times$$

$$\times\left[1 + \frac{0,358Z_{ср}T_{ср}Q_г\sqrt{1-\beta}(\rho_{ж}-\rho_г)^{1/3}\cdot 10^{-5}e^{15[\beta-\rho_г/\rho_{ж}-1]}}{P_{ср}D}\right], \quad (58.3)$$

где $\rho_{ж}$, $\rho_{г}$ – плотности жидкости и газа в рабочих условиях, кг/м^3; $\bar{\rho}$ – относительная

по воздуху плотность газа; D – диаметр фонтанных труб, м; $P_{ср}$ – среднее давление по стволу скважины, МПа; $T_{ср}$ – средняя температура смеси в стволе, К; $\mu_г$ – коэффициент вязкости газа при $P_{ср}$ и $T_{ср}$; $Z_{ср}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при $P_{ср}$ и $T_{ср}$.

Плотность газа $\rho_{гр}$ в рабочих условиях, т.е. при $P_{ср}$ и $T_{ср}$, определяется по формуле

$$\rho_{гр} = \rho_{ст} P_{ср} T_{ст} / P_{ат} T_{ср} Z_{ср}, \qquad (59.3)$$

где $\rho_{ст}$ – плотность газа при стандартных условиях, т.е. при $P_{ат}$ = 0,1013 МПа, $T_{ст}$ = 293 К; $Q_г$ – дебит скважины, тыс.м^3/сут; β – расходное газосодержание, определяемое по формуле

$$\beta = Q_{гр}/(Q_ж + Q_{гр}), \qquad (60.3)$$

$Q_{гр}$ – дебит газа в рабочих условиях, тыс.м^3/сут, определяемый по формуле

$$Q_{гр} = Q_г P_{ат} Z_{ср} T_{ср} / P_{ср} T_{ст}. \qquad (61.3)$$

Среднее давление и температура в расчетах берутся как $P_{ср} = (P_у + P_з)/2$ и $T_{ср} = (T_у + T_з)/2$. При расчетах забойного давления с использованием значения $\lambda_{см}$ необходимо выполнять хотя бы два приближения.

Пример. Определить коэффициент гидравлического сопротивления труб в скважине со следующими исходными данными: $\rho_ж = 720$ кг/м^3; $\rho_г = 152$ кг/м^3; $\bar{\rho} = 0\ 715$; $Q_г = 185$ тыс.м^3/сут; $q_ж = 98{,}1$ м^3/сут; $\beta = 0{,}885$; $P_{ср} = 21{,}88$ МПа; $T_{ср} = 323$ К; $Z_{ср} = 0{,}800$; $\mu_г = 0{,}011$ мПа · с; $D = 0{,}076$ м.

$$\lambda_0 = 0{,}067[0{,}0831 \cdot 0{,}011 \cdot 0{,}076 / 185 \cdot 0{,}715 \cdot 10^{-2} - 1 \cdot 10^{-4} / 0{,}076]^{0{,}2} = 0{,}0179,$$

$$\varphi = 1 + [0{,}358 \cdot 185 \cdot 323 \cdot 0{,}8\sqrt{1 - 0{,}885} \cdot (720 - 152)^{1/3} \cdot e^{15(0{,}885 - 152/720 - 1)}] \cdot 10^{-5} / 21{,}88 \cdot 0{,}076^2 = 1{,}036,$$

$$\lambda_{см} = \lambda_0 \varphi = 0{,}0179 \cdot 1{,}036 = 0{,}0185.$$

Предлагаемая формула не является универсальной, и поэтому значение $\lambda_{см}$, получаемое по этой формуле, нужно сопоставлять с промысловыми данными на каждом месторождении и при необходимости вносить соответствующие поправки на его величину. Исследования, проведенные на скважинах Оренбургского и Карачаганакского месторождений, по определению величины $\lambda_{см}$ показали, что для некоторых скважин Оренбургского месторождения $\lambda_{см}$ может быть принят равным 0,012, а для скважин Карачаганакского месторождения $\lambda_{см}$ = 0,008.

3.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН РАЗЛИЧНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

Конструкция газовых скважин выбирается с учетом географических и метеорологических особенностей района, размещения скважин, геологических характеристик залежей, состава пластовых флюидов, емкостных, механических и фильтрационных свойств пористой среды, продуктивности пласта и технологического режима эксплуатации скважин. Поэтому наиболее часто встречаемые конструкции, показанные на рис. 49, должны быть учтены при создании методики расчета забойных давлений газовых и газоконденсатных скважин.

Большинство эксплуатируемых газовых скважин Российской Федерации – их около 8000 – имеют конструкцию, показанную на рис. 49, *б*. Эти скважины в основном оборудованы пакером с целью изоляции затрубного пространства. В скважинах такой конструкции фонтанные трубы, по которым движется газ, имеют постоянный диаметр. Только в зонах установки пакера, циркуляционного и ингибиторного клапанов, а также клапана-отсекателя диаметр фонтанных труб нескольких сужается. Поэтому при

расчете забойного давления скважин, оборудованных пакером и различными клапанами, следует учесть дополнительные потери давления, вызванные наличием забойного оборудования. Методика расчета потерь давления в этих узлах изложена в разделе 3.12. Ниже рассмотрены методы определения забойного давления в газовых скважинах различных конструкций.

3.7.1. Однорядный лифт с постоянным диаметром

Забойное давление скважин, оборудованных однорядным лифтом с постоянным диаметром, может быть определено двумя способами:

– по давлению в затрубном пространстве, если это пространство незапакеровано, по барометрической формуле (3.3), имеющей вид

$$P_з = P_{зат} e^s, \tag{62.3}$$

где $P_{зат}$ – давление в затрубном пространстве;

$$s = 0{,}03415\,\overline{\rho} L/Z_{ср}T_{ср}. \tag{63.3}$$

$T_{ср}$ – средняя температура в стволе скважины, определяется по формуле

$$T_{ср} = \frac{T_у + T_L}{2}, \tag{64.3}$$

$Z_{ср}$ – средний коэффициент сверхсжимаемости газа, определяемый методом последовательных приближений.

Вначале определяют ориентировочное значение $Z_{ор}$, зная $P_{зат}$ и $T_{ср}$, через приведенные параметры газа $P_{пр.ор} = P_{зат}/P_{кр}$ и $T_{пр} = T_{ср}/T_{кр}$. Используя $Z_{ор}$, вычисляют $P_{з.ор}$. Далее находят $P_{пр} = P_{з.ор} + P_{зат}/2P_{кр}$ и $T_{пр}$, а затем по этим данным определяют $Z_{ор}$; L – глубина скважины, за которую обычно принимается расстояние от устья скважины до середины интервала перфорации. При большом этаже газоносности забойное давление, рассчитанное на середину этажа газоносности, может существенно отличаться от давлений ближе к подошве или кровле пласта; $\overline{\rho}$ – относительная плотность газа;

– по давлению на буфере независимо от наличия или отсутствия пакера в затрубном пространстве, с учетом потерь давления в зонах установки забойного оборудования. По устьевому давлению на буфере забойное давление определяется по формуле

$$P_з^2 = P_у^2 e^{2s} + \theta Q^2, \tag{65.3}$$

где

$$s = 0{,}03415\,\overline{\rho} L/Z_{ср}T_{ср}, \quad \theta = 0{,}01413 \cdot 10^{-10}\lambda Z_{ср}^2 T_{ср}^2 (e^{2s} - 1)/D^5. \tag{66.3}$$

Порядок определения $Z_{ср}$ и $T_{ср}$ аналогичен определению этих параметров при использовании барометрической формулы; D – внутренний диаметр фонтанных труб; L – длина фонтанных труб; λ – коэффициент гидравлического сопротивления фонтанных труб.

3.7.2. Однорядный лифт с переменным диаметром

Забойное давление скважин, оборудованных однорядным лифтом с переменным диаметром, может быть определено двумя способами:

– по давлению в затрубном пространстве, если это пространство незапакеровано, по барометрической формуле;

– по давлению на буфере независимо от наличия или отсутствия пакера в затрубном пространстве, с учетом потерь давления в зонах установки забойного оборудования.

Создание конструкций с переменным диаметром фонтанных труб вызвано необходимостью обеспечения выноса поступающих в ствол жидких и твердых примесей и минимальными потерями давления в стволе скважины. По многочисленным литературным данным, для выноса жидких и твердых примесей необходимо обеспечить на любом сечении ствола скважины скорость движения потока газа более 4 м/с, т.е.

$$\upsilon \geqslant 0{,}52 \cdot 10^{-5} Q Z_з T_з / d^2 P_з^2 \geqslant 4, \qquad (67.3)$$

где Q – дебит скважины, тыс.м^3/сут; $Z_з$ – коэффициент сверхсжимаемости газа в забойных условиях; $T_з$ – температура газа на забое, К; d – диаметр сечения ствола на забое, 10^{-2} м; $P_з$ – забойное давление, МПа.

В главе 4 показано, что величина скорости, необходимой для выноса жидких и твердых примесей, зависит от формы и размера частиц и значительно ниже 4 м/с. Здесь же отметим, что идеальной конструкцией могла быть коническая форма фонтанных труб, увеличивающихся в соответствии с эквивалентным влиянием изменения давления и температуры на скорость потока газа, чтобы скорость оставалась постоянной и равной 4 м/с, с учетом изменения Z и λ по стволу скважины. Это позволило бы получить минимальную скорость, обеспечивающую вынос примесей и минимальные потери давления в стволе скважины. Однако создание конусообразной конструкции газовых скважин, имеющих глубину до 6000 м, технически не представляется возможным. Поэтому конусообразная конструкция заменяется ступенчатой. Причем число ступеней, как правило, не превышает двух-трех.

Как следует из формулы (67.3), минимальную скорость поток имеет у забоя скважины, так как влияние температуры газа на забое слабее, чем влияние забойного давления.

В качестве однорядного лифта с переменным диаметром может быть рассмотрена конструкция однорядного лифта с постоянным диаметром, спущенным в скважину и не перекрывающим полностью газоотдающий интервал. В этом случае имеют место два участка, где скорости потока резко различаются.

1. Интервал ниже башмака фонтанных труб, где диаметр проходного сечения ствола равен диаметру обсадных труб. Это интервал с низкой скоростью, где очень часто не обеспечивается скорость, необходимая для выноса жидких и твердых примесей, так как в формулу для определения скорости входит диаметр обсадных труб в квадрате. Кроме того, производительность скважины суммируется, начиная от подошвы пласта и до его кровли. Поэтому скорость потока у подошвы пласта равна нулю и постепенно увеличивается по мере суммирования притекающего газа от каждой единицы толщины газоносного пласта снизу вверх. Непрерывное увеличение дебита снизу вверх в конечном счете приводит к тому, что иногда даже в интервале движения газа по обсадной колонне обеспечивается необходимая скорость выноса жидких и твердых примесей. В случае, когда ближе к подошве пласта нет достаточной скорости для выноса примесей, образуется песчаная пробка или столб жидкости, которые, в свою очередь, снижают производительность скважины. При наличии песчаной пробки работа скважины характеризуется как несовершенная по степени вскрытия.

2. Интервал, с которого поток газа поступает в фонтанные трубы. С позиции обеспечения необходимой скорости для выноса примесей фонтанные трубы всегда находятся в более благоприятных условиях, чем обсадные. Это связано прежде всего с тем, что независимо от глубины спуска в фонтанные трубы всегда поступает дебит газа из всего газоотдающего интервала. Кроме того, диаметр фонтанных труб всегда меньше диаметра обсадной колонны. Поэтому скорость потока в фонтанных трубах значительно выше скорости ниже глубины спуска, где газ движется по трубам обсадной колонны. Однако в малодебитных скважинах при высоких забойных давлениях, больших диаметрах фонтанных труб скорость потока газа и в фонтанных трубах оказывается ниже необходимой для выноса примесей. Таким образом, обеспечение

необходимой для выноса жидких и твердых примесей скорости однозначно зависит от глубины спуска и диаметра фонтанных труб. Следует отметить, что максимальное уменьшение диаметра и глубины спуска фонтанных труб не всегда эффективно. При больших этажах газоносности пласта, как, например, на Шебелинском месторождении, этаж газоносности которого доходит до 1100 м, одновременное вскрытие всего газоносного интервала и спуск фонтанных труб до нижней части интервала перфорации приводят к большим потерям давления, так как сначала поток движется по затрубному пространству сверху вниз к башмаку фонтанных труб, а затем весь поток по ним поднимается снизу вверх.

Забойное давление для однорядного лифта двухступенчатой конструкции, показанного на рис. 49, *в*, определяется в два этапа: сначала по устьевым давлениям определяется давление на глубине L_1 при движении газа по трубам с большим диаметром d_1; затем это давление принимается как устьевое и по этому давлению определяют забойное давление на участке, где газ движется по трубам меньшего диаметра d_2 и длиной L_2. Если этаж газоносности большой и башмак двухступенчатых фонтанных труб находится значительно выше середины интервала перформации, то нижнюю часть, где газ движется по обсадной колонне, можно учесть, приняв значение забойного давления у башмака фонтанных труб как устьевое, т.е. в качестве исходной информации. Согласно изложенному выше принципу определения забойного давления для двухступенчатой конструкции газовых скважин, будем иметь:

– для первой ступени труб:

$$P_1^2 = P_y^2 e^{2s_1} + \theta_1 (e^{2s_1} - 1); \tag{68.3}$$

– для второй ступени труб:

$$P_3^2 = P_1^2 e^{2s_2} + \theta_2 (e^{2s_2} - 1). \tag{69.3}$$

Из формул (68.3) и (69.3) получим

$$P_3^2 = P_y^2 e^{2(s_1+s_2)} + \theta_1 e^{2(s_1+s_2)} - (\theta_1 - \theta_2) e^{2s_2} - \theta_2, \tag{70.3}$$

где

$$s_1 = 0{,}03415\,\overline{\rho}\,L_1/Z_{ср1}T_{ср1}; \quad s_2 = 0{,}03415\,\overline{\rho}\,L_2/Z_{ср2}T_{ср2}; \tag{71.3}$$

$$\theta_1 = 0{,}01413 \cdot 10^{-10} \lambda_1 Z_{ср1}^2 T_{ср1}^2 Q^2 / d_1^5; \tag{72.3}$$

$$\theta_2 = 0{,}01413 \cdot 10^{-10} \lambda_2 Z_{ср2}^2 T_{ср2}^2 Q^2 / d_2^5. \tag{73.3}$$

Особенности практических расчетов двухступенчатой колонны заключаются в том, что значения $T_{ср}$ и $Z_{ср}$ на стыке ступеней неизвестны, так как обычно измеряют устьевую и забойную температуры газа. Для выполнения расчета необходимо задаться линейным изменением температуры газа по стволу скважины и с учетом этого определить температуру на глубине L_1, а затем вычислить $T_{ср1}$, $Z_{ср1}$ и $T_{ср2}$, $Z_{ср2}$. В ряде случаев если длина нижней ступени незначительна, то для оценочных расчетов значения $Z_{ср}$ и $T_{ср}$ могут быть приняты осредненными по всей длине фонтанных труб L. Тогда вместо формул (68.3)–(73.3) будут иметь место формулы

$$s_1 = 0{,}03415\,\overline{\rho}\,L_1/Z_{ср}T_{ср}, \quad s_2 = 0{,}03415\,\overline{\rho}\,L_2/Z_{ср}T_{ср}, \tag{74.3}$$

$$s_1 + s_2 = 0{,}03415\,\overline{\rho}\,L/Z_{ср}T_{ср}, \tag{75.3}$$

$$\theta_1 = 0{,}01413 \cdot 10^{-10} \lambda_1 Z_{ср}^2 T_{ср}^2 Q^2 / d_1^5, \tag{76.3}$$

$$\theta_2 = 0{,}01413 \cdot 10^{-10} \lambda_2 Z_{ср}^2 T_{ср}^2 Q^2 / d_2^5. \tag{77.3}$$

При необходимости учета интервала ниже башмака фонтанных труб и известном дебите на этом участке забойное давление определяется по формуле

$$P_з^2 = P_у^2 e^{2(s_1+s_2+s_3)} + \theta_1 e^{2(s_1+s_2+s_3)} - (\theta_1 - \theta_2)e^{2(s_2+s_3)} - (\theta_2 - \theta_3)e^{2s_3} - \theta_3, \qquad (78.3)$$

где

$$s_3 = 0{,}03415\,\overline{\rho}\,L_3/Z_{ср3}T_{ср3}; \qquad (79.3)$$

$$\theta_3 = 0{,}01413\cdot 10^{-10}\lambda_3 Z_{ср3}^2 T_{ср3}^2 Q^2 / D_3^5; \qquad (80.3)$$

D_3 – диаметр обсадной колонны; $T_{ср3}$ – средняя температура в интервале ниже башмака фонтанных труб до середины интервала перфорации; $Z_{ср3}$ – коэффициент сверхсжимаемости на этом же участке; L_3 – расстояние от башмака фонтанных труб до середины интервала перфорации.

При расчете забойного давления с учетом третьего участка следует принять линейное распределение температуры и на этом участке, зная температуры на забое и глубины башмака фонтанных труб, вычислить $T_з$, а затем и $T_{ср3}$ и $Z_{ср3}$. Особое внимание следует уделять дебиту скважины, так как в пределах интервала перфорации ниже башмака фонтанных труб дебит является переменной величиной. При наличии дебитограммы данный вопрос решается с учетом величины дебита на каждом сечении, начиная от подошвы пласта. Если нет дебитограмм, то следует пользоваться хотя бы данными опробования отдельных интервалов.

3.7.3. Двухрядный, двухступенчатый лифт

Для определения забойного давления газовых скважин, оборудованных двухрядным и двухступенчатым лифтом, конструкция которого показана на рис. 49, *г*, необходимо учесть пространства, по которым движется газ. На практике встречаются следующие варианты движения потока.

1. Газ движется по трубам диаметром d_2 от забоя до глубины L_2. На участке длиной L_4 движется по трубам диаметрам d_1. Затем по трубам диаметрам d_2 на участке L_3 движется до устья.

2. Газ от забоя до глубины L_2 движется по трубам диаметром d_2. На участке длиной L_4 движется по трубам диаметром d_1. Затем поток делится на два потока: часть потока по межтрубному пространству d_1 и d_2 на участке L_3 движется до устья, а другая часть потока на этом же участке движется по трубам диаметром d_2. Очень редко часть потока или же продукция другого эксплуатационного объекта движется по затрубному пространству.

Использование двухрядного и двухступенчатого лифта обусловливается числом эксплуатационных объектов, потерями давления газа в стволе, глубиной залегания продуктивных горизонтов, а также прочностными свойствами используемых труб.

Если газ движется на участке L_2 по трубам диаметром d_2, далее на участке L_4 по трубам диаметром d_1, а затем на участке L_3 снова по трубам диаметром d_2, то при такой схеме движения всего потока газа забойное давление определяется следующей последовательностью: сначала по известному устьевому давлению определяют давление на башмаке труб диаметром d_2 и глубиной спуска L_3 по формуле

$$P_{L3}^2 = P_у^2 e^{2s_1} + \theta_1(e^{2s_1} - 1). \qquad (81.3)$$

Зная давление P_{L_3} на участке L_4, определяют давление на глубине перехода от диаметра d_1 к диаметру d_2 по формуле

$$P_{L4}^2 = P_{L3}^2 e^{2s_2} + \theta_2(e^{2s_2} - 1). \qquad (82.3)$$

Зная давление у башмака труб диаметром d_1, определяют забойное давление у башмака труб на глубине L_2:

$$P_з^2 = P_{L4}^2 e^{2s_3} + \theta_з(e^{2s_3} - 1), \tag{83.3}$$

где

$$s_1 = 0{,}03415\overline{\rho}L_3/Z_{L3ср}T_{L3ср}, \tag{84.3}$$

$$s_2 = 0{,}03415\overline{\rho}L_4/Z_{L4ср}T_{L4ср}, \tag{85.3}$$

$$s_3 = 0{,}03415\overline{\rho}L_2/Z_{L2ср}T_{L2ср}, \tag{86.3}$$

$$\theta_1 = 0{,}01413\lambda_3 Z_{L3ср}^2 T_{L3ср}^2 Q^2 / d_2^5, \tag{87.3}$$

$$\theta_2 = 0{,}01413\cdot 10^{-10}\lambda_4 Z_{L4ср}^2 T_{L4ср}^2 Q^2 / d_1^5, \tag{88.3}$$

$$\theta_з = 0{,}01413\cdot 10^{-10}\lambda_2 Z_{L2ср}^2 T_{L2ср}^2 Q^2 / d_2^5. \tag{89.3}$$

Совместное решение уравнения дает следующую формулу для определения забойного давления:

$$P_з^2 = P_у^2 e^{2(s_1+s_2+s_3)} + \theta_1 e^{2(s_1+s_2+s_3)} - (\theta_1 - \theta_2)e^{2(s_1+s_3)} - (\theta_2 - \theta_3)e^{2s_3} - \theta_3. \tag{90.3}$$

В формулах (84.3) (89.3) значение $T_{ср}$ определяется следующим образом:

$$T_{ср} = (T_у + T_{L3})/2; \quad T_{ср} = (T_{L3} + T_{L4})/2; \quad T_{ср} = (T_{L4} + T_з)/2. \tag{91.3}$$

В этой системе известны только два значения температуры: $T_у$ и $T_2 = T_з$. Для определения величин температур на глубинах L_3 и L_1 допускается, что температура газа меняется по стволу линейно, хотя истинное распределение температуры имеет нелинейный характер. Принятые в подземной гидродинамике методики расчета забойного давления допускают возможность использования средних значений температуры газа и коэффициента сверхсжимаемости газа по стволу, так как такое допущение в большинстве случаев не приводит к значительным отклонениям истинного забойного давления с учетом изменения T и Z от давления, найденного при средних значениях $T_{ср}$ и $Z_{ср}$ по стволу. Отметим, что при необходимости учета изменения температуры газа и коэффициента сверхсжимаемости для определения истинного забойного давления расчетная формула не поддается обработке без применения ЭВМ.

Последовательность расчета величин коэффициентов сверхсжимаемости следующая. По известному $P_у$ и $T_{срL3}$ определяют $Z_{орL3}$. По ориентировочному значению $Z_{орL3}$ вычисляют $P_{орL3}$, затем по $P_у$ и $P_{орL3}$ снова определяют $Z_{срL3}$. Зная $T_{срL3}$ и $Z_{срL3}$, вычисляют P_{L3}. Для участка длиной L_4 сначала по известному P_{L3} и $T_{срL4}$ находят $Z_{срL4}$. Используя $Z_{орL4}$ и $T_{срL4}$, вычисляют $P_{орL4}$. Затем по известным P_{L3} и $P_{орL4}$ снова определяют Z_{L4}. Зная $Z_{срL4}$ и $T_{срL4}$, вычисляют P_{L4}. Далее, зная P_{L4} и $T_{срL2}$, находят $Z_{орL2}$. По известному $Z_{орL2}$ и $T_{срL2}$ находят $P_{з.ор}$. Зная $P_{з.ор}$ и P_{L4}, а также $T_{срL2}$, снова находят $Z_{срL2}$, а затем определяют забойное давление.

Рассмотрим случай, когда газ движется на участке L_2 по трубе диаметром d_2, а на L_4 по трубе диаметром d_1. После участка длиной L_4 поток делится на два потока. На участке L_3 часть потока с дебитом Q_1 движется по трубам диаметром d_2, а другая часть с дебитом Q_2 – по межтрубному пространству $(d_1 - d_2)$. В этом случае порядок расчета забойного давления следующий: если используется устьевое давление потока, движущегося по трубам диаметром d_2, то сначала определяют давление у башмака этих труб длиной L_3 по формуле

$$P_{L3}^2 = P_у^2 e^{2s_1} + \theta_1^*(e^{2s_1} - 1), \tag{92.3}$$

где s определяется по формуле (84.3). θ_1^* отличается от θ_1 только величиной дебита и

определяется по формуле

$$\theta_1^* = 0,01413 \cdot 10^{-10} \lambda_3 Z_{cpL3}^2 T_{cpL3}^2 Q_1^2 / d_2^5. \qquad (93.3)$$

Далее, зная P_{L3}, определяют P_{L4}, а затем, зная P_{L4}, вычисляют по формуле (83.3) $P_з$. Окончательный вид формулы для определения забойного давления при разделении потока на две части и использовании устьевого давления на линии диаметром d_1 будет

$$P_з^2 = P_у^2 e^{2(s_1+s_2+s_3)} + \theta_1^* e^{2(s_1+s_2+s_3)} - (\theta_1^* - \theta_2) e^{2(s_2+s_3)} - (\theta_2 - \theta_3) e^{2s_3} - \theta_3. \qquad (94.3)$$

Если используется устьевое давление потока, движущегося по межтрубному пространству ($d_1 - d_2$), то сначала определяют давление на глубине L_3 по формуле

$$P_{L3}^2 = P_{мт}^2 e^{2s_{мт}} + \theta_{мт}(e^{2s_{мт}} - 1), \qquad (95.3)$$

где $P_{мт}$ – устьевое давление в межтрубном пространстве;

$$s_{мт} = 0,03415 \bar{\rho} L_3 / Z_{ср.мт} T_{ср.мт}; \qquad (96.3)$$

$T_{ср.мт}$ – средняя температура в межтрубном пространстве, определяемая по формуле

$$T_{ср.мт} = (T_{у.мт} + T_{L3})/2; \qquad (97.3)$$

$Z_{ср.мт}$ – средний коэффициент сверхсжимаемости, зависящий от средних давления и температуры в межтрубном пространстве. Для определения $Z_{ср.мт}$ сначала находят $Z_{ор.мт}$ по средней температуре и устьевому межтрубному давлению $P_{мт}$. По найденному значению $Z_{ор.мт}$ рассчитывают ориентировочное значение давления на глубине L_3. Зная $P_{мт}$ и $P_{ор}$, находят среднее давление в кольцевом межтрубном пространстве. По известным средним P_{cpL3} и T_{cpL3} определяют $Z_{ср.мт}$, а затем и давление на глубине L_3 P_{L3} при известном $P_{мт}$.

Значение $\theta_{мт}$ определяется по формуле

$$\theta_{мт} = 0,01413 \cdot 10^{-10} \lambda_{мт} Z_{ср.мт}^2 T_{ср.мт}^2 Q^2 / D_э^5, \qquad (98.3)$$

где $D_э$ – эквивалентный диаметр кольцевого сечения при приравнивании его к круглому сечению. Для выяснения сущности эквивалентного сечения, входящего в формулу (98.3) в пятой степени, необходимо отметить, что четыре степени связаны квадратом площади сечения при замене квадрата скорости на квадрат расхода, деленного на площадь сечения, а пятая степень – необходимостью выражения для работы сил трения в качестве линейного поперечного размера как гидравлический диаметр. Следовательно,

$$D_г = d_1 - d_{2н}, \quad D_э^4 = (d_1^2 - d_{2н}^2)(d_1^2 + d_{2н}^2), \qquad (99.3)$$

где $d_{2н}$ – наружный диаметр труб второго ряда, или

$$D_э^5 = (d_1 - d_{2н})^3 (d_1^2 + d_{2н}^2). \qquad (100.3)$$

Значение $D_э$ используется при вычислении числа Рейнольдса Re для определения $\lambda_{мт}$ по формуле (31.3). Если величина $\lambda_{мт}$ определяется по формуле (32.3), то это означает, что коэффициент гидравлического сопротивления не зависит от числа Рейнольдса. При этом в качестве шероховатости берется шероховатость наружной стенки труб второго ряда $d_{2н}$. В целом же на коэффициент трения влияют шероховатости внутренней стенки первого ряда $d_{1в}$ и наружной стенки второго ряда $d_{2н}$. Если трубы второго ряда соединены муфтами, то к коэффициенту $\lambda_{мт}$

следует прибавлять дополнительное сопротивление, которое приближенно можно оценить по формуле (36.3). Следует подчеркнуть, что на практике точное значение шероховатости труб при движении газа по затрубному межтрубному пространству, как правило, неизвестно. Поэтому при практических расчетах наиболее правильным, рекомендуемым способом для определения $\lambda_{мт}$ является экспериментальный. Для определения $\lambda_{мт}$ этим способом следует на каждом месторождении для типичных конструкций скважин данного месторождения в диапазоне изменений дебитов газа и жидкости измерить устьевые и забойные давления и температуры, расходы газа и жидкости. Далее, используя формулу

$$\lambda_{мт} = (P_з^2 - P_у^2)D^5 / 0,01413 \cdot 10^{-10} Z_{ср}^2 T_{ср}^2 Q^2 (e^{2s} - 1), \qquad (101.3)$$

определить значения $\lambda_{мт}$. Учитывая, что в процессе эксплуатации скважины происходит изменение давления, температуры, состава газа, количества выносимой жидкости и шероховатости труб, величину $\lambda_{мт}$ следует периодически проверять. Эти измерения касаются и случая, когда поток движется по однорядному лифту с постоянной и ступенчатой конструкцией. Установленное таким образом достоверное значение λ позволяет в дальнейшем на месторождении определить забойное давление скважин без применения глубинных приборов.

Ниже глубины L_3 на участке L_4 давление газа P_{L4} определяется по формуле (82.3). Затем, зная P_{L4} у башмаков труб первого ряда диаметром d_2, спущенных до глубины L_2, забойное давление определяют по формуле (83.3). Совместное решение уравнений (82.3), (83.3) и (95.3) позволяет получить конечную формулу для определения забойного давления при известном устьевом давлении межтрубного пространства и дебита $Q_{мт}$:

$$P_з^2 = P_{мт}^2 e^{2(s_{мт}+s_2+s_3)} + \theta_{мт} e^{2(s_{мт}+s_2+s_3)} - (\theta_{мт} - \theta_2) e^{2(s_2+s_3)} - (\theta_2 - \theta_3) e^{2s_3} - \theta_3. \qquad (102.3)$$

3.8. О СТРУКТУРЕ ТЕЧЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ В ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИНАХ

В реальных условиях в продукциях газовых и газоконденсатных скважин всегда имеется хотя бы незначительное количество жидкости. Наличие жидкости в потоке газа связано с влажностью газа, присутствием в большинстве случаев в составе газа тяжелых компонентов углеводородов, обводнением скважин, подачей в ствол скважины антикоррозионных и антигидратных ингибиторов. Учету влияния наличия жидкости в потоке газа на величину забойного давления, определяемого по устьевым данным скважины, посвящено огромное число исследований. Движение газожидкостной смеси в скважинах представляет собой сложный гидратотермодинамический процесс и характеризуется многообразием структур течения, переходом фаз. Изменение термобарических условий, увеличение постепенно снизу вверх скорости потока в интервале перфорации и в фонтанных трубах или межтрубном пространстве, увеличение количества жидкой фазы за счет выделения конденсата и конденсации паров воды приводят к изменению структуры потока, схематично показанного на рис. 52. Каждой структуре соответствуют свои коэффициенты гидравлического сопротивления труб, истинного газосодержания и другие параметры потока, используемые при расчетах давления.

На практике наиболее часто встречаются следующие структуры течения газожидкостной смеси.

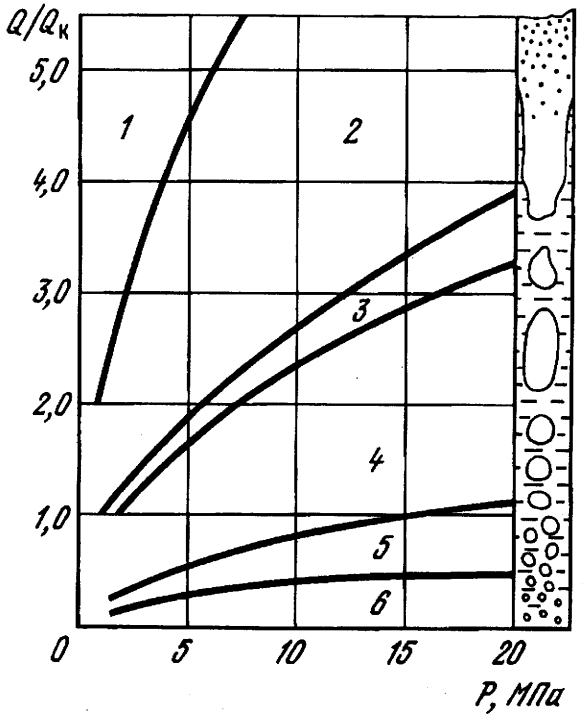


Рис. 52. Структуры и границы режимов течения для вертикальных восходящих потоков газа и жидкости
1 – дисперсно-кольцевой; *2* – кольцевой; *3* – пробково-кольцевой; *4* – пробковый; *5* – пузырьково-пробковый; *6* – пузырьковый

3.8.1. Дисперсно-кольцевое течение

После образования кольцевого течения с дальнейшим увеличением скорости газа с волновой поверхности срывается часть жидкости и уносится в ядро потока. Наличие одновременно кольцевой жидкой пленки и капель жидкости в газовом ядре потока называется дисперсно-кольцевым течением. Область существования дисперсно-кольцевого течения начинается в области кольцевого течения, и поэтому между этими режимами нет четкой границы. Но начало дисперсно-кольцевого течения исходит из точки, где начинается срыв жидких капель с поверхности пленки. Экспериментально установлено, что начало срыва капель с поверхности пленки совпадает с величиной приведенной скорости, превышающей критическую скорость в 2 раза. Начальная скорость срыва зависит от толщины жидкой пленки. Поэтому для тонких пленок скорость срыва значительно больше 2. Приближенная область существования дисперсно-кольцевого течения оценивается в пределах $\beta_{дк} < \beta < 1$ и $v \geqslant 2$.

3.8.2. Кольцевое течение

Имеет место при движении жидкости по стенке труб в виде кольца и газа внутри кольца. При кольцевом течении кольцевая пленка жидкости может двигаться вверх с потоком газа или стекать вниз. При кольцевом течении, если пленка жидкости двигается вверх, то режим называется реверсом, а при движении жидкости вниз – захлебыванием. Скорость начала режима реверса называется критической и определяется по формуле

$$V_к = K_\mu[g\sigma\rho_ж^2/\rho_г^2(\rho_ж - \rho_г)]^{1/4}, \qquad (103.3)$$

где σ – коэффициент поверхностного натяжения, *Н*/м; K_μ – функция, зависящая от

вязкости жидкой фазы. Значение функции K_μ для широкого диапазона изменения вязкости изменяется от 3,2 до 3,5. В диапазоне изменений вязкости нефти и конденсата функция $3{,}25 \leqslant K_\mu \leqslant 3{,}35$. Для $K_{\mu ср} = 3{,}3$ критическая скорость, при которой пленка начинает двигаться вверх, будет

$$\upsilon_к = 3{,}3[g\sigma\rho_ж^2 / \rho_г^2(\rho_ж - \rho_г)]^{0{,}25}. \qquad (104.3)$$

Критерием, определяющим режим кольцевого течения при реверсе и захлебывании, является величина приведенной скорости $v = V/V_к$. При $v \geqslant 0{,}845$ возникает кольцевое течение. Экспериментально установлено, что при режиме захлебывания $v = 0{,}845$. Граница кольцевого течения определяется формулой

$$\beta_к = \frac{1 + 0{,}2(0{,}06 + \rho)^{0{,}25}}{1 + 0{,}28(0{,}06 - \rho)^{0{,}25} v^2}, \quad v^2 \leqslant 1{,}4. \qquad (105.3)$$

3.8.3. Пробково-кольцевое течение

Переход от пробкового режима к пробко-кольцевому связан с дальнейшим увеличением размеров газового пузыря и увеличением скорости потока, при которой местами происходит разрыв жидкого слоя и стекание его по стенкам вниз. Пробко-кольцевой режим существует в области $\beta_п < \beta < \beta_к$ и $0{,}845 < v < 2$.

3.8.4. Пробковое течение

Увеличение размеров пузырей и снарядов газа приводит к соединению отдельных пузырей и снарядов и образованию больших газовых соединений, соизмеримых с диаметром трубы, по которой они двигаются. Такой режим течения, т.е. режим, при котором двигаются, чередуясь со слоем жидкости, газовые снаряды, называется пробковым течением. Граница пробкового течения определяется условиями : $\beta_к = 1$ при $v < 0{,}845$ и $\beta_п = 2\beta_к - 1$ при $v > 0{,}945$. Нижняя граница опирается на пузырьковый режим течения.

3.8.5. Пузырьковое течение

Пузырьковый режим течения характеризуется движением пузырьков газа в сплошном потоке жидкости. Размеры и число пузырьков зависят от изменения давления по стволу скважины. Увеличение размеров пузырька связано не только со снижением давления, но и с соединением отдельных пузырей. Образование пузырькового режима зависит и от условия ввода газа в жидкую среду. Поэтому трудно точно определить границы пузырькового режима. При одинаковых термодинамических условиях в зависимости от способа ввода газовой фазы может иметь или не иметь место пузырьковая структура. Эксперименты показывают, что при объемных содержаниях газовой фазы меньше 10% преобладает пузырьковый режим течения. В газоконденсатных смесях с объемным содержанием газа от 10 до 30% возможно существование как пузырькового, так и пробкового течения. В нефтегазовых смесях объемное содержание газа при пузырьковом режиме может превышать 30%.

3.9. ПРИБЛИЖЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ С УЧЕТОМ НАЛИЧИЯ ЖИДКОСТИ В ПОТОКЕ ГАЗА

Методика расчета забойного давления в газовых скважинах, в продукции которых содержится жидкость, зависит от структуры газожидкостного потока. Причем в ряде случаев в одной скважине от забоя до устья одновременно имеют место несколько структур потока и соответствующее количество переходных зон.

В настоящее время отсутствует методика расчета забойного давления газожид-

костной скважины с учетом влияния жидкости для каждой из форм структур потока. Точное решение этой задачи невозможно, так как и без того сложной задаче решать уравнение баланса энергии добавляются неизвестность структуры, коэффициенты гидравлического сопротивления для потока с переменным по стволу соотношением фаз, изменение температуры за счет теплоты конденсаци, коэффициента сверхсжимаемости и др.

Наиболее простая расчетная формула для определения забойного давления при наличии в потоке газа жидкости без фазовых переходов и учета влияния структуры потока имеет вид

$$p_з^2 = p_у^2 e^{2s_0} + 0{,}01413 \cdot 10^{-10} \lambda_г Z_{ср}^2 T_{ср}^2 Q_{см}^2 (e^{2s_0} - 1) / \rho D^5, \qquad (106.3)$$

где $S_0 = 0{,}03415 \rho \bar{\rho} L / Z_{ср} T_{ср}$; ρ – параметр, связанный с истинным, не меняющимся по стволу газовой скважины газосодержанием потока в рассматриваемом сечении трубы. Величина ρ определяется по формуле

$$\rho = \varphi + (1 - \varphi) \rho_ж / \rho_{гр}, \qquad (107.3)$$

где φ – истинное газосодержание потока, принятое при решении задачи постоянным по стволу. О постоянстве газосодержания на сечении трубы можно говорить только в том случае, если по длине труб не происходят фазовые переходы. Учитывая, что по стволу скважин происходит изменение давления и температуры, можно считать газосодержание переменной величиной. Однако в газовых скважинах существенное изменение газосодержания происходит при значительном содержании высококипящих углеводородов и изменении давления и температуры по стволу. Для практических расчетов с достаточной точностью истинное газосодержание φ заменяется расходным β, так как истинное газосодержание потока по сечениям труб в исследуемых скважинах, как правило, неизвестно. Приближенно φ определяется по формуле

$$\varphi \approx \beta = Q_{гр} / (Q_ж + Q_{гр}), \qquad (108.3)$$

где $Q_{гр}$ – расход газа в рабочих условиях, т.е. при P и T. Под рабочим условием в газовых и газоконденсатных скважинах понимаются средние параметры между устьем скважины и той глубиной, на которой определяется забойное давление. Поэтому при определении $Q_{гр}$ и $\rho_{гр}$ используются $P_{ср}$ и $T_{ср}$. Значения $Q_{гр}$ определяются по формуле

$$Q_{гр} = Q_г P_{ат} T_{ср} Z_{ср} / P_{ср} T_{ст}, \qquad (109.3)$$

где $P_{ср} = (P_у + P_з)/2$ и $T_{ср} = (T_у + T_з)/2$ ($P_у$, $T_у$ – устьевые давление и температура газа; $P_з$, $T_з$ – забойные давления и температура). На практике значения $T_з$ известно по результатам измерения глубинным термометром. Если такие измерения не проведены, то в качестве $T_з$ принимают величину пластовой температуры. В принципе значение $T_з$ может быть рассчитано согласно разделу 3.13. Значение $P_з$ неизвестно и является искомой величиной. Поэтому при определении $P_з$ по формуле (106.3) используют метод последовательных приближений. В первом приближении для определения $Q_{гр}$, $\rho_{гр}$, $Z_{ср}$, S_0 величину $P_з$ принимают равной $P_у$ и находят ориентировочное значение перечисленных параметров и забойного давления $P_{з.ор}$. Далее по ориентировочному значению $P_{з.ор}$ во втором приближении рассчитывается $Q_{гр}$, $\rho_{гр}$, $Z_{ср}$, S_0 и по полученным их величинам находят $P_з$. Расчеты показывают, что второе приближение дает весьма близкие к истинному $P_з$ результаты. Значение плотности газа в рабочих условиях $\rho_{гр}$ определяется по формуле

$$\rho_{гр} = \rho_г P_{ср} T_{ст} / P_{ат} T_{ср} Z_{ср}, \qquad (110.3)$$

где $\rho_г$ – плотность газа при стандартных условиях; $T_{ст}$ – стандартная температура

($T_{ст}$ = 293 К); $P_{ат}$ – атмосферное давление; $P_{ат}$ = 0,1013 МПа; $\rho_ж$ – плотность жидкости, кг/м^3; $Q_ж$ – объемный расход жидкой фазы, м^3/с; $Q_г$ – объемный расход газа при стандартных условиях, м^3/с; D – внутренний диаметр фонтанных труб, м; $Q_{см}$ – объемный расход газожидкостной смеси, м^3/с.

Величина расхода газожидкостной смеси $Q_{см}$ должна быть определена с учетом фазового состояния газожидкостной смеси в условиях ствола скважины. Степень влияния точности определения $Q_{см}$ на забойное давление зависит прежде всего от доли второго слагаемого под корнем. Если доля слагаемого

$$\theta = 0,01413 \cdot 10^{-10} \lambda_г Z_{ср}^2 T_{ср}^2 Q_{см}^2 (e^{2s_0} - 1) / \rho D^5 \qquad (111.3)$$

незначительная, то неточности определения $Q_{см}$ будут весьма несущественно сказываться на величине забойного давления. Точность определения $Q_{см}$ зависит от состава смеси, давления, температуры и фазового состояния смеси. Если смесь состоит из газа и воды, то точность определения $Q_{см}$ значительно ниже, чем смеси газа и конденсата. В зависимости от фазового состояния газоконденсатной смеси величина $Q_{см}$ определяется с разной степенью точности. При условии минимального выделения конденсата в пласте и в стволе скважины $Q_{см}$, определенная как сумма расходов газа, конденсата в газообразном состоянии и газа дегазации конденсата, будет максимально близкой к истинной величине $Q_{см}$:

$$Q_{см} = Q_г + Q_{гд} + Q_{кг}, \qquad (112.3)$$

где $Q_г$, $Q_{гд}$, $Q_{кг}$ – соответственно объемное количество газов сепарации, дегазации и конденсата в газообразном состоянии, определяемого по формуле

$$Q_{кг} = Q_к 24,05 T_{см} / M_к T_н, \qquad (113.3)$$

где $Q_к$ – масса конденсата, кг/сут; $T_{ст}$, $T_г$ – стандартная и нормальная температуры; $M_к$ – молекулярная масса конденсата, определяемого лабораторным исследованием конденсата или по данным таблицы. Приближенно величина $Q_{см}$ может быть определена по формуле

$$Q_{см} \approx [G_г + G_ж] / \rho_{см}, \qquad (114.3)$$

где $G_г$, $G_ж$ – массовые расходы газа и жидкости, определяемые по формулам

$$G_г = Q_г \rho_г \text{ и } G_ж = Q_ж \rho_ж, \qquad (115.3)$$

$\rho_г$, $\rho_ж$ – соответственно плотности газа и жидкости при T = 293 K и P = 0,1 МПа; $\rho_{см}$ – плотность смеси, определяемая по известному составу по формуле

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^{n} x_i \rho_i \quad \text{или} \quad \rho_{см} = \frac{Q_г \rho_г + Q_ж \rho_ж}{Q_г + Q_ж}, \qquad (116.3)$$

где ρ_i – плотность i-го компонента; x_i – объемная доля i-го компонента.

Одним из основных параметров, влияющих на точность определения $P_з$, является коэффициент гидравлического сопротивления труб $\lambda_{см}$ для газожидкостной смеси. Точность определения коэффициента $\lambda_{см}$ зависит от многих факторов, и в настоящее время такой метод отсутствует. Поэтому в рассматриваемом случае для определения $P_з$ при незначительном количестве жидкости в потоке вместо $\lambda_{см}$ используют λ для газа. При возможности рекомендуется использовать значение $\lambda_{см}$, определенное в данной скважине путем поинтервальных глубинных измерений давления и температуры, а также расхода газа и жидкости. Приближенные методы определения величины λ в газовых и газоконденсатных скважинах приведены в разделе 3.6.

Пример. Определить забойное давление в скважине при следующих исходных данных: L = 3150 м; D = 0,076 м; $\overline{\rho}$ = 0,715; $\rho_{ж}$ = 720 кг/м^3; $T_{ср}$ = 350 К; $P_{у}$ = 16,9 МПа; $Q_{г}$ = 185 тыс.м^3/сут; $\lambda_{г}$ = 0,025; $Q_{ж}$ = 136 м^3/сут. Промежуточными расчетами при первом приближении было установлено, что $P_{ср} \approx$ ≈ 20,7 МПа. Для заданного $P_{кр}$ = 4,7 МПа и $T_{кр}$ = 200 К. При этом $P_{пр}$ = 4,4; $T_{пр}$ = 1,75; $Z_{ср}$ = 0,87

$$Q_{гр} = 0,1013 \cdot 185 \cdot 0,87 \cdot 350 / 20,7 \cdot 293 = 0,9409 \text{ тыс.м}^3 / \text{сут},$$

$$\rho_{г} = 0,715 \cdot \rho_{воз} = 0,715 \cdot 1,205 = 0,862 \text{ кг/м}^3,$$

$$\beta = 0,9409 / (0,9409 + 0,136) = 0,8737,$$

$$\rho_{гр} = 0,8737 \cdot 20,7 \cdot 293 / 0,1013 \cdot 350 \cdot 0,87 = 171,8,$$

$$\rho = 0,8737 + (1 - 0,8737) \cdot \frac{720}{171,8} = 1,403,$$

$$G_{г} = 185 \cdot 0,862 = 159,39 \text{ т/сут},$$

$$G_{ж} = 0,136 \cdot 720 = 97,92 \text{ т/сут},$$

$$Q_{см} = (159,39 + 97,92) / 0,862 = 298,5 \text{ тыс.м}^3 / \text{сут},$$

$$s_0 = 0,03415 \cdot 0,715 \cdot 1,403 \cdot 3150 / 0,87 \cdot 350 = 0,3544,$$

$$2s_0 = 0,7088 e^{2s_0} = 2,03155,$$

$$P_з = \sqrt{16,9^2 \cdot 2,03155 + 0,01413 \cdot 0,025 \cdot 350^2 \cdot 0,87^2 \cdot 298,5^2 (2,03155 - 1) \cdot 10^{-10} / 1,403 \cdot 25355 \cdot 10^{-10}} =$$

$$= 25,78 \text{ МПа}.$$

При отсутствии жидкости и с теми же исходными данными в чисто газовой скважине забойное давление будет

$$P_з = [16,9^2 \cdot 1,6573 + 0,01413 \cdot 0,025 \cdot 350^2 \cdot 0,87^2 \cdot 185^2 (1,6573 - 1) \cdot 10^{-10} / 25355 \cdot 10^{-10}]^{0,5} = 22,41.$$

Сравнение расчетов показывает, что без учета жидкости в потоке при тех же исходных данных $P_з$ на 3,37 МПа меньше, чем с учетом жидкости.

3.10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ С УЧЕТОМ НАЛИЧИЯ ЖИДКОСТИ В ПОТОКЕ ГАЗА ПРИ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОМ ТЕЧЕНИИ

Для определения истинного значения забойного давления в работающей скважине, в продукции которой содержится жидкость, необходимо решить уравнение баланса энергии на участке между устьем и забоем с учетом изменения коэффициента сверхсжимаемости, коэффициента гидравлического сопротивления, количества газовой и жидкой фаз, температуры и др. Решение этого уравнения с учетом только наличия жидкости в потоке, изложенного в предудыщем пункте, показало, что при сравнительно точной постановке задачи ее решение сопряжено с определенными математическими трудностями и полученная расчетная формула становится непрактичной.

Характер изменения температуры газа по стволу скважины зависит от температуры газа в забое, режима работы скважины, количества влаги и конденсата в газе, состава газа, конструкции скважины, скрытых теплот конденсации паров воды и конденсата и т.д. При попытке учета истинного характера распределения температуры газа по стволу уравнение неизотермического движения [1] решается только численно. Поэтому для учета влияния температуры по стволу скважины на точность определения забойного давления примем, что температура газа от устья до забоя меняется

по линейному закону и определяется по формуле

$$T = T_y + \alpha(L - x), \tag{117.3}$$

где α – потери температуры газа при его движении от забоя до устья, определяемые по формуле

$$\alpha = (T_з - T_y) / L, \tag{118.3}$$

$T_з$, T_y – соответственно забойная и устьевая температуры; L – глубина забоя.

Наибольшее отклонение истинного распределения температуры газа от заданного в виде (117.3) имеет место в зоне перфорации пласта и в зоне многолетней мерзлоты. Принятый линейный закон изменения температуры газа вполне удовлетворительно совпадает в большинстве случаев, особенно если перепад давления в пласте и потери давления в стволе не очень велики.

При заданном характере изменения температуры формула для определения $P_з$ имеет вид

$$P_з^2 = P_y^2\left[\frac{T_y + \alpha L}{T_y}\right]^{2S} + \frac{\lambda_{см} Z_{ср}^2 T_y^2 R_{воз}^2 (G_г + G_ж)^2}{\bar{\rho} 2gDF^2 [Z_{ср}\alpha R_{воз} - \rho_{см}\cdot\bar{\rho}]}\left[\left(\frac{T_y + \alpha L}{T_y}\right)^2 - \left(\frac{T_y + \alpha L}{T_y}\right)^{2S}\right]. \tag{119.3}$$

Значения α и ρ в уравнении (119.3) определяются по формулам (110.3) и (118.3).

Расчеты забойного давления по формуле (119.3) показывают, что при разности температур $T_з - T_y \geq 15$ величина забойного давления, определяемая по средним значениям температур, начинает отклоняться от истинного давления. Поэтому независимо от наличия жидкости в потоке газа для учета влияния температуры газа следует пользоваться формулой (119.3).

3.11. РАСЧЕТЫ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЭВМ СТАЦИОНАРНОГО НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО ДВИЖЕНИЯ ГАЗОВОДЯНЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТО-НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ

Движение газожидкостных смесей в стволе скважины происходит при значительном изменении термобарических условий по ее глубине: изменение давления может достигать нескольких десятков МПа, а температуры – нескольких десятков градусов. Именно поэтому подъем добываемой продукции по фонтанным трубам сопровождается существенным изменением теплофизических свойств и соотношения фаз добываемой смеси по длине трубы, что приводит к формированию различных структур течения в стволе скважины. Особое значение эти факторы приобретают при наличии массообмена между фазами.

Существенной особенностью движения в стволе скважины газоконденсато-нефтяной системы является то, что при определенных термобарических условиях часть пути смесь может находиться в однофазном газообразном (газоконденсатная смесь) или однофазном жидком (нефтяная смесь) состоянии, а затем – в двухфазном парожидкостном состоянии. Переход от однофазного к двухфазному движению соответствует созданию в стволе скважины термобарических условий начала конденсации смеси в ретроградной области (газоконденсатная смесь) или начала разгазирования (нефтяная смесь).

Математическое моделирование базируется на применении осредненных дифференциальных уравнений сохранения количества движения, энергии и неразрывности для смеси [20]. Для каждой структуры течения сохраняются свои количественные и качественные свойства: истинное газосодержание, скорости и плотности фаз, сглажен-

ные гидравлические сопротивления, реальные соотношения связей между гидравлическими величинами.

В силу стационарности движений газожидкостной смеси массовый дебит скважины $G_{см}$ остается неизменным по всей длине трубы и при практических расчетах задается следующим образом.

В случае движения двухфазной системы без фазовых переходов (газ–вода) массовый расход каждой фазы постоянен, следовательно, массовый дебит скважины равен сумме заданных массовых расходов газа и воды.

При движении системы с массообменом между фазами массовый дебит скважины определяется на основе комплексного использования данных газоконденсатных исследований и расчета парожидкостного равновесия при известных дебите скважины по газу сепарации $Q_{гс}$, давлении P_c и температуре T_c сепарации:

$$G_{см} = Q_{гс}[M_{гс} + LM_{жс} / V] / 24,05. \qquad (120.3)$$

Здесь $G_{см}$ – массовый дебит скважины, т/сут; $Q_{гс}$ – дебит газа сепарации, тыс.м^3/сут; $M_{гс}$, $M_{жс}$ – молекулярные массы газа и жидкости сепарации соответственно; V, L – молярные доли газа и жидкости сепарации соответственно, причем $V + L = 1$.

Определение распределения давления и температуры в скважине при установившемся движении газожидкостной смеси сводится к решению системы двух обыкновенных дифференциальных уравнений сохранения количества движения и энергии смеси. При этом переменными принимаются давление и температура движущегося флюида. С учетом известных термодинамических соотношений и при условии, что теплообмен с окружающими скважину горными породами происходит по закону Ньютона, система из двух уравнений приводится к виду, удобному для численного интегрирования на ЭВМ. В качестве замыкающих эту систему соотношений используются:

– уравнение состояния для определения теплофизических характеристик фаз. Наиболее апробированным для многокомпонентных систем, включающих в том числе H_2S, CO_2 и N_2, является уравнение состояния Пенга–Робинсона;

– корреляционные соотношения для расчета вязкости и теплопроводности, принятые согласно [19];

– функциональные зависимости для определения истинного газосодержания, а также для идентификации структуры течения; используются эмпирические зависимости границ режимов течения согласно [28], а коэффициенты гидравлического сопротивления при различных структурах течения согласно [24].

В случае моделирования процесса движения многокомпонентной системы с массообменом между фазами к указанным замыкающим соотношениям добавляется условие локального термодинамического равновесия – равенство летучестей компонентов смеси в газовой и жидкой фазах (давление и температура в фазах в рассматриваемой точке приняты одинаковыми).

Граничные условия устанавливаются как известные давление и температура на одном из концов фонтанных труб. Для расчета распределения температуры в скважине необходимо знать геотермический градиент и коэффициенты теплопроводности и температуропроводности горных пород.

Предложенные математические модели позволяют рассчитать значения забойных или устьевых давлений и температур по известным устьевым или забойным данным с учетом конструкции скважины.

Разработанный алгоритм численного решения задачи расчета стационарного неизометрического движения газожидкостной смеси в скважине был реализован на языке ФОРТРАН-IV на ЭВМ ЕС 10 55. Созданный комплекс программ позволяет моделировать следующие процессы, происходящие в скважине:

– течение флюида в однофазном состоянии (отбор, закачка). Название программы "Gas";

– двухфазное течение системы газ–вода. Название программы "Gas – Wat";

– двухфазное течение с учетом массообмена между фазами для систем газ–конденсат, нефть–газ. Название программы "Mix".

Информация о программах дана в Приложении 2.

3.12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В ЗАБОЙНОМ ОБОРУДОВАНИИ

Для предотвращения аварийного фонтанирования, коррозии обсадных колонн, ингибирования скважины снабжаются специальным оборудованием, в состав которого входят клапан-отсекатель, пакер, циркуляционные и ингибиторные клапаны и другие элементы. При определении забойного давления в работающих скважинах (особенно в высокодебитных с небольшой депрессией на пласт), оборудованых пакером, клапаном-отсекателем, ингибиторным и циркуляционным клапанами, необходимо учесть потери давления на этих оборудованиях. Конструктивные особенности применяемого в настоящее время в газовых и газоконденсатных скважинах оборудования требуют получения расчетных формул для определения потерь давления на каждом из них. Ниже приведены методы определения потерь давления при наличии в скважине пакера и наиболее часто применяемых в газовых скважинах клапанов-отсекателей.

Потери давления, связанные с наличием на забое скважины пакера, определяются по формулам

$$\Delta P = P_1 - P_2, \tag{121.3}$$

$$P_1^2 = P_y^2 e^{2(s_т + s_п)} + Q^2(\theta_т e^{2s_п} + \theta_п), \tag{122.3}$$

$$P_2^2 = P_y^2 e^{2s_т} + \theta_т Q^2, \tag{123.3}$$

$$\theta_т = 1{,}413 \cdot 10^{-12} \lambda_т [Z_{ср} T_{ср}]_т^2 (e^{2s_т} - 1) / D_т^5, \tag{124.3}$$

$$\theta_п = 1{,}413 \cdot 10^{-12} \lambda_п [Z_{ср} T_{ср}]_п^2 (e^{2s_п} - 1) / D_п^5, \tag{125.3}$$

$$2s_т = 0{,}0683 \overline{\rho} L_т / [Z_{ср} T_{ср}]_т, \tag{126.3}$$

$$2s_п = 0{,}0683 \overline{\rho} L_п / [Z_{ср} T_{ср}]_п, \tag{127.3}$$

где P_1, P_2 – соответственно давления до и после пакера, МПа. Индексы "т" и "п" относятся соответственно к фонтанным трубам и пакеру. Параметры $\overline{\rho}$, $L_т$, $L_п$, $T_{ср}$, $Z_{ср}$, $\lambda_т$ определяются согласно описанию, приведенному в разделах 3.5–3.7. Значение $\lambda_п$ для заданного проходного сечения пакера определяется из рис. 53 в зависимости от дебита скважины и диаметра пакера.

Пример. Определить потери давления в пакере при исходных данных:

$P_y = 10{,}13$ МПа, $T_y = 303$ K, $L_т = 1000$ м, $L_п = 2{,}5$ м, $\overline{\rho} = 0{,}6$,

$T_L = 308 K$, $D_т = 0{,}0635$ м, $D_п = 0{,}032$ м, $Z = 0{,}9$, $Q = 500$ тыс.м^3 / сут,

$2s_п = 0{,}0683 \cdot 0{,}6 \cdot 2{,}5 / 305 \cdot 0{,}9 = 0{,}000373$,

$2s_т = 0{,}0683 \cdot 0{,}6 \cdot 1000 / 305 \cdot 0{,}9 = 0{,}1493$,

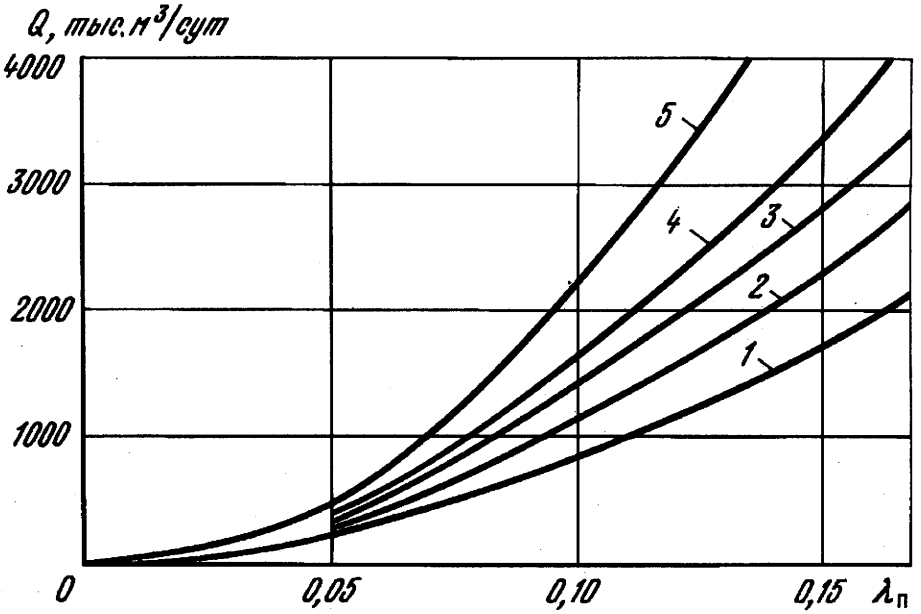


Рис. 53. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda_п$ от дебита скважины и диаметра проходного сечения пакера

1–5 диаметр проходного сечения 0,032; 0,044; 0,054; 0,065 и 0,0886 м соответственно

$$\theta_т = 1,413 \cdot 10^{-12} \cdot 0,0151 \cdot 0,9^2 \cdot 305^2 (e^{0,1493} - 1) / 0,0635^5 = 2,5073 \cdot 10^{-4},$$

$$\theta_п = 1,413 \cdot 10^{-12} \cdot 0,0815 \cdot 0,9^2 \cdot 305^2 (e^{0,000373} - 1) / 0,032^5 = 9,7608 \cdot 10^{-5},$$

$$P_1 = [10,13^2 e^{0,1493+0,000373} + 500^2 (2,5073 \cdot 10^{-4} e^{0,000373} + 9,7608 \cdot 10^{-5})]^{1/2} = 14,36,$$

$$P_2 = [10,13^2 e^{0,1493} + 2,5073 \cdot 10^{-4} \cdot 500^2]^{1/2} = 13,48,$$

$$\Delta P = 14,36 - 13,48 = 0,88 \text{ МПа}.$$

При проходном сечении пакера $D_п = 0,044$ м потери давления будут

$$\theta_п = 1,413 \cdot 10^{-12} \cdot 0,0685 \cdot 0,9^2 \cdot 305^2 (e^{0,000373} - 1) / 0,044^5 = 1,6692 \cdot 10^{-5},$$

$$P_1 = [10,13^2 \cdot e^{0,1493+0,000393} + 500^2 (2,5073 \cdot 10^{-4} e^{0,000373} + 1,6692 \cdot 10^{-5})]^{1/2} = 13,64,$$

$$\Delta P = 13,64 - 13,48 = 0,16 \text{ МПа}.$$

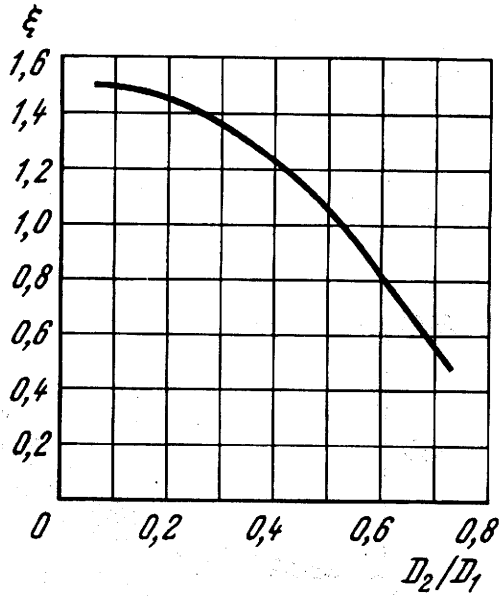
3.12.1. Потери давления в клапанах-отсекателях

Клапаны-отсекатели в зависимости от привода запорного элемента подразделяются на дистанционные и автономные.

В клапанах-отсекателях с дистанционным управлением запорным элементом служит полый шар или подпружинная заслонка. Открытие или закрытие клапана-отсекателя осуществляется гидравлическим или пневматическим приводом по команде с пульта управления, установленного на устье скважины. Поэтому вместе с колонной фонтанных труб для передачи команды в скважину спускается контрольный трубопровод (трубка управления).

Клапаны-отсекатели с автономным управлением, т.е. автоматического действия, по конструкции запорного элемента принципиально не отличаются от клапанов-отсека-

Рис. 54. Зависимость коэффициента сопротивления клапана-отсекателя КА ξ от отношения D_2/D_1



телей с дистанционным управлением. Запорный элемент срабатывает при увеличении перепада давления в дросселирующем устройстве клапана или при снижении давления ниже допустимого на глубине установки под действием давления зарядки напорной камеры клапана. В отечественной практике в основном используются клапаны-отсекатели с дросселирующим устройством. Потери давления в клапанах-отсекателях такого типа значительно выше, чем в клапанах-отсекателях с дистанционным управлением и с напорной камерой, и могут достигать 1,0 МПа и более в зависимости от дебита скважины, диаметра дросселирующего устройства клапана-отсекателя и др.

Потери давления в клапанах-отсекателях с дистанционным управлением и с автономным управлением, в оборудованных напорной камерой пакерах, циркуляционных и ингибиторных клапанах и других элементах забойного оборудования определяются как потери давления при прохождении газа через отрезок трубы соответствующего диаметра. Для клапанов-отсекателей с автономным управлением при наличии дросселирующего устройства потери давления рассчитываются как потери давления, возникающие при прохождении газа через сужающие устройства (диафрагму).

Потери давления в клапанах-отсекателях типа КА определяются по формуле

$$p_1^2 - p_2^2 = 2,85 \cdot 10^{-12} \xi Q^2 Z \bar{\rho} T / D_2^3, \qquad (128.3)$$

где P_1, P_2 – соответственно давления до и после клапана-отсекателя, МПа; ξ – коэффициент сопротивления, определяемый по формуле

$$\xi = 0,5[1 - D_2^2 / D_1^2]^{3/4} + [1 - D_2^2 / D_3^2]^2, \qquad (129.3)$$

D_1, D_3 – внутренний диаметр фонтанных труб до и после клапана-отсекателя, м; D_2 – диаметр проходного сечения клапана-отсекателя, м; Q – дебит скважины, тыс.м^3/сут; $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа; Z – коэффициент сверхсжимаемости при среднем давлении $P_{ср} = (P_1 + P_2)/2$ и средней температуре $T_{ср} = (T_1 + T_2)/2$. Так как потери давления на клапане-отсекателе незначительны, при определении Z обычно в качестве средних давления и температуры используют значения P_1, T_1 или P_2 и T_2 как средние. Для повышения точности расчетов необходимо использовать метод итераций, т.е. по известному давлению P_1 или P_2 вычисляют приближенные значения Z и ΔP, а затем находят последовательно приближенное значение среднего давления, следовательно, и Z и т.д. до тех пор, пока последующее значение не совпадет с предыдущим.

Значение коэффициента сопротивления ξ при равенстве внутренних диаметров фонтанных труб до и после клапана-отсекателя, т.е. при $D_1 = D_3$, определяется из графика,показанного на рис. 54, в зависимости от отношения D_2/D_1.

Пример. Определитель потери давления в клапане-отсекателе типа КА при известных исходных данных: Q = 1600 тыс.м^3/сут; $\bar{\rho}$ = 0,56; T = 300 К; P_2 = 10,13 МПа; D_2 = 0,050 м; $D_1 = D_3$ = 0,1503 м. Из рис. 54 по известному D_2/D_1 = 0,05/0,1503 = 0,333 определяют ξ = 1,248. В первом приближении принимают $P_{ср} = P_2$ и

$T_{ср} = T$. Тогда $Z = 0,84$ и в первом приближении

$$P_{1пр} = [10,13^2 + 2,85 \cdot 10^{-12} \cdot 1,248 \cdot 1600^2 \cdot 0,84 \cdot 300 \cdot 0,56 / 0,05^3]^{1/2} = 10,62.$$

Потери давления после первого приближения будут

$$\Delta P = P_{1пр} - P_2 = 10,62 - 10,13 = 0,59 \text{ МПа}.$$

Для уточнения расчета определяют новое значение Z_2 при $P_{пр} = P_{1пр} + P_2/2P_к$, $T_{пр} = T/T_к$ и $Z_2 = 0,835$. Тогда

$$P_1 = [10,13^2 + 2,85 \cdot 10^{-12} \cdot 1,248 \cdot 1600^2 \cdot 0,84 \cdot 300 \cdot 0,56 / 0,053]^{1/2} = 10,61 \text{ МПа}.$$

и потери давления будут

$$\Delta P = 10,61 - 10,13 = 0,48 \text{ МПа}.$$

3.12.2. Определение потерь давления в клапанах-отсекателях зарубежных фирм

1. Потери давления в клапанах-отсекателях типа *А*-3 и *А*-4 фирмы "Камко". Эти потери определяются по формуле

$$P_1 = P_2 + Q^2 / 10,2^2 P_2 C^2, \qquad (130.3)$$

где C – коэффициент расхода клапана, определяемый из графика, показанного на рис. 55; P_1, P_2 – соответственно давления до и после клапана-отсекателя. Потери давления определяются как разность давлений до и после клапана:

$$\Delta P = P_1 - P_2. \qquad (131.3)$$

Пример. Определить потери давления ΔP в клапане-отсекателе *А*-3 при исходных данных: $Q = 365$ тыс.м^3/сут; $P_2 = 14,8$ МПа; диаметр проходного сечения клапана $D = 0,01905$ м. Для заданного D из рис. 55 определяют $C = 11,707$.

$P_1 = 14,8 + 365^2/10,2^2 \cdot 14,8 \cdot 11,707^2 = 15,43$ МПа и $\Delta P = 0,63$ МПа.

При диаметре клапана $D = 0,0334$ м из графика определяют $C = 34,8$, и тогда $P_1 = 14,8 + 365^2/10,2^2 \times$ $\times 14,8 \cdot 34,8^2 = 14,871$ МПа и $\Delta P = 0,071$ МПа.

2. Потери давления в клапане-отсекателе типа *А*-6. Определяются по формуле

$$\Delta P = (1 - r)P_1, \qquad (132.3)$$

где $r = P_2/P_1$ – отношение давления после клапана к давлению до клапана, определяемое в зависимости от параметра S из рис. 56, полученного по формуле

$$S = [K(r^{2/K} - r^{1+1/K})/(K - 1)]^{1/2}, \qquad (133.3)$$

где K – показатель адиабаты. Графическая зависимость S от r построена для различных значений показателя адиабаты K. Величину S вычисляют по формуле

$$S = 2,026 \cdot 10^{-7} \cdot Q\sqrt{\bar{\rho} Z_{ср} T_{ср}} / P_1 F, \qquad (134.3)$$

где Q – дебит скважины, тыс.м^3/сут; $\bar{\rho}$ – относительная плотность; $Z_{ср}$ – коэффициент сверхсжимаемости для средних $P_{ср} = (P_1 + P_2)/2$ и $T_{ср} = (T_1 + T_2)/2$. При практических расчетах величину Z можно определить, исходя из известных P_1 и T_1 или P_2 и T_2; F – площадь проходного сечения клапана $F = \pi D^2/4$; D – диаметр проходного сечения клапана, м.

Пример. Определить потери давления на клапане типа *А*-6 при исходных данных $D = 10,795 \cdot 10^{-3}$ м; $Q = 2140$ тыс.м^3/сут; $\bar{\rho} = 0,722$; $T = 327,4$ К и $P_1 = 19,085$ МПа. Площадь F будет:

$$F = \frac{\pi}{4}(10,795 \cdot 10^{-3})^2 = 84,78 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

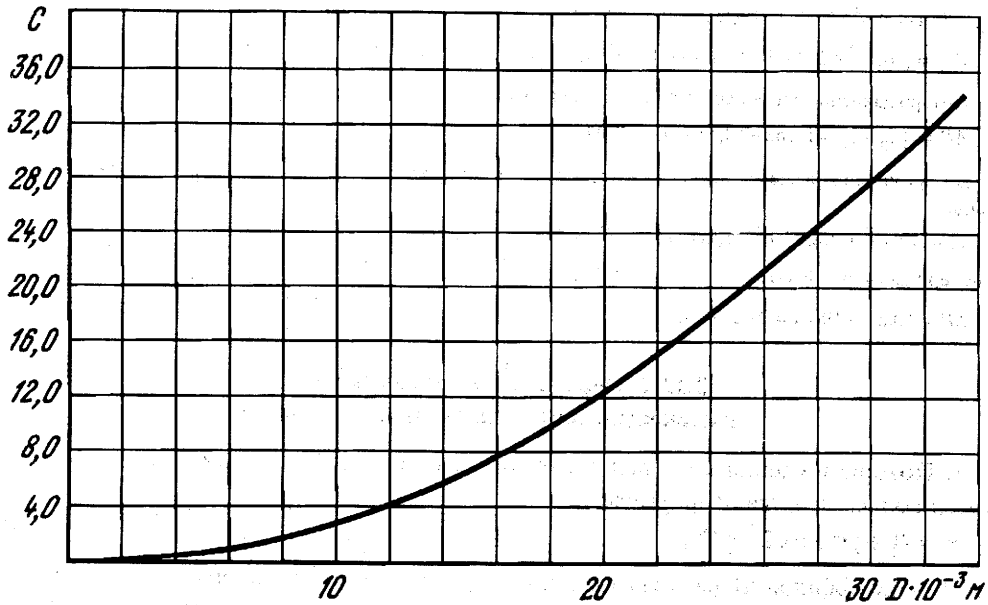


Рис. 55. Зависимость коэффициента расхода *C* от диаметров клапанов типов *A*-3 и *A*-4

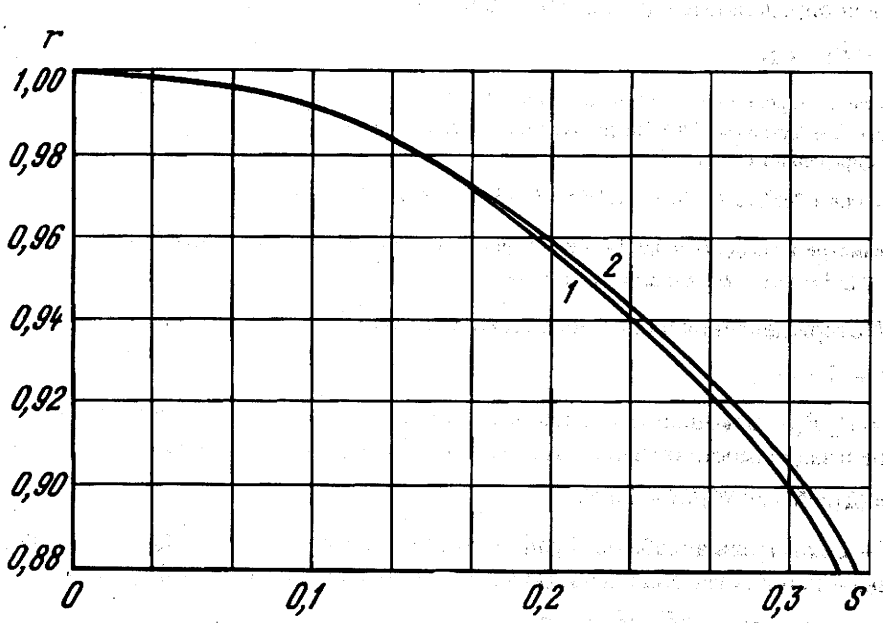


Рис. 56. Зависимость *r* от *S*
1 – при *K* = 1,27; *2* – при *K* = 1,50

Значение *Z* приближенно вычислим для P_1 и *T*, при которых *Z* = 0,82, тогда $S = 2{,}026 \cdot 10^{-7} \times 2140 \sqrt{0{,}722 \cdot 0{,}82 \cdot 327{,}4} / 19{,}085 \cdot 84{,}78 \cdot 10^{-6} = 0{,}15$. По известному *S* = 0,15 из графика определяют *r* = 0,976. Тогда потери давления будут

ΔP = 19,085(1–0,976)=0,458 МПа.

3. Потери давления на предохранительном клапане типа *PKA*-03.

Принцип действия предохранительного клапана типа *PKA*-03 идентичен принципу действия клапана-отсекателя типа *A* фирмы "Камко". Конструктивная особенность

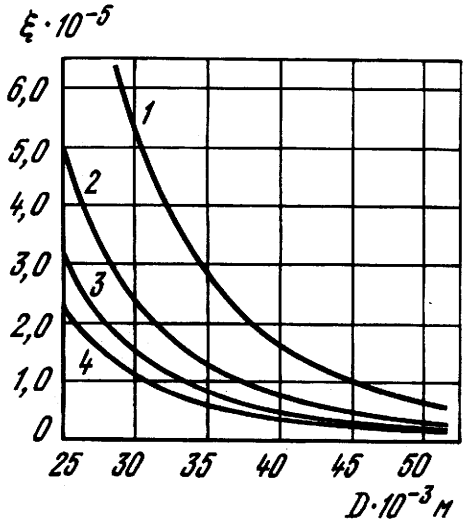


Рис. 57. Зависимость коэффициента пропорциональности ξ между $\Delta P = P_1 - P_2$ и Q^2 при различных значениях P_1 от диаметра диаграммы

1–4 – при P_1 = 3,0; 6,0; 9,0 и 12,0 МПа соответственно

PKA-03 поволяет изменить его проходное сечение путем смены диафрагм от 0,025 до 0,052 м. Каждая диафрагма имеет соответствующий ей коэффициент пропорциональности между перепадом давления ΔP и квадратом добычи Q^2 скважины. Значения этих коэффициентов для различных диаметров диафрагм D и входного давления газа в клапан P_1 показаны на рис. 57 и определяются формулами

$$\xi = \Delta P / Q^2 \quad \text{и} \quad \Delta P = 0,0987 \xi Q, \qquad (135.3)$$

где $\Delta P = P_1 - P_2$ – перепад давления, МПа; P_1, P_2 – соответственно давление до и после клапана *PKA*-03. Исходя из этого, нетрудно установить связь между коэффициентами сопротивления клапанов *PKA*-03 и *A*-3, *A*-4 по формуле

$$\xi_{RKA} = 1 / P_2 C^2_{A-3,A-4}, \qquad (136.3)$$

где P_2 давление после диафрагмы, МПа.

Пример. Определить потери давления в клапане *PKA*-03 при следующих исходных данных: D = 0,03334 м; P_1 = 10,13 МПа; Q = 906 тыс.м^3/сут; коэффициент ξ, определяемый путем интерполяции из рис. 57, равен $\xi = 0,872 \cdot 10^{-5}$.

Тогда

$$\Delta P = 0,0987 \cdot 0,872 \cdot 10^{-5} \cdot 906^2 = 0,7 \text{ МПа}$$

и давление после клапана P_2 будет равно:

$$P_2 = \frac{10,13 + \sqrt{10,13^2 - 0,04104 \cdot 906^2 / 34,8^2}}{2} = 9,39 \text{ МПа},$$

а потери давления при этом

$$\Delta P = 10,13 - 9,39 = 0,74 \text{ МПа},$$

что показывает на близость результатов расчетов потерь давления в клапанах *PKA*-03 и А-4 фирмы "Камко".

4. Потери давления на предохранительном клапане типа *MOX* фирмы "Отис". Клапаны этого типа извлекают из скважины тросом. Он предназначен для закрытия скважины при аварийной ситуации выше места установки клапана. Конструкция клапана типа *MOX* позволяет изменить его проходное сечение, следовательно, и условие срабатывания путем смены размера штуцера в клапане. Условия закрытия клапана связаны с диаметром и длиной штуцера, размеры которого определяются по номограмме. Так, предохранительный клапан типа *MOX*-38150 имеет наружный диаметр $D_м$ = 0,095 м, внутренний без штуцера $D_в$ = 0,0908 м и длину L = 0,396 м. В нем можно установить штуцеры следующих размеров:

$$D = (15,08 + 0,794 \cdot n) \cdot 10^{-3} \text{ м}, \qquad (137.3)$$

где n – целое число, меняющееся от нуля до 31. Потери давления в клапане 22 *MOX*-

38150 определяются по формуле

$$\Delta P = P_1 - P_2 = 0,636 \cdot 10^{-5} Z_1 \overline{\rho} T_1 Q^2 / D^4 P_1 = \xi Q^2, \qquad (138.3)$$

где ξ – коэффициент пропорциональности; Q – дебит газа, тыс. м^3/сут; $\overline{\rho}$ – относительная плотность; T_1 – температура газа под клапаном, K; D – диаметр штуцера, м; P_1 – давление до клапана, МПа.

Пример. Определить потери давления в клапане типа 22-*MOX*-38150 при исходных данных: D = = 0,0254 м; Q = 430 тыс.м^3/сут; P_1 = 10,13 МПа; T_1 = 303 К; $\overline{\rho}$ = 0,6; Z = 1,0

$\Delta P = 0,636 \cdot 10^{-5} \cdot 0,6 \cdot 430^2 \cdot 303/10,13 \cdot (0,0254)^4 = 0,514$ МПа.

5. Потери давления в клапане типа *PKD*. Предохранительный клапан типа *PKD* работает под действием давления зарядки напорной камеры клапана. Давление зарядки зависит от давления на глубине установки клапана P и задавочного давления срабатывания (закрывания). Давление на глубине установки клапана P можно приближенно определить по формуле

$$P_{Lк} = P_у(L_к \cdot 0,82 \cdot 10^{-4} + 1), \qquad (139.3)$$

где $L_к$ – глубина установки клапана, м; $P_у$ – устьевое давление на скважине, МПа.

Давление срабатывания клапана $P_{зк}$ выбирают по необходимому проценту снижения давления на глубине установки клапана $P_{Lк}$. Например, если принять давление срабатывания клапана равным 10% снижения $P_{Lк}$, то $P_{зк} = P_{Lк}(1 - 0,1)$. Если требовалось бы закрытие клапана при снижении $P_{Lк}$ на 20%, то давление закрытия было бы $P_{зк} = P_{Lк}(1 - 0,2)$, и т.д.

Зная давление срабатывания клапана, определяют давление зарядки напорной камеры на глубине установки клапана по формуле

$$P_{зар.L} = P_{зк}\alpha + 0,81, \qquad (140.3)$$

где α – объемный коэффициент напорной камеры, равный 0,9665.

Пересчет полученного давления зарядки клапана с условий рабочей глубины на поверхностные условия проводится с помощью графиков, показанных на рис. 58 (при зарядке азотом) и на рис. 59 (при зарядке природным газом). Для определения давления зарядки клапана на устье скважины с использованием рис. 58 и 59 должны быть известны давление и температура на рабочей глубине клапана, температура зарядки на устье и применяемый для зарядки газ (азот или природный газ).

Пример. Определить давление зарядки клапана на устье азотом при $L_к$ = 1000 м и $P_у$ = 10,13 МПа, $T_у$ = 263 К и T = 293 К для давления срабатывания клапана при 10%-ном снижении $P_{Lк}$.

По формуле (139.3) определяется $P_{Lк}$:

$$P_{Lк} = 10,13(1000 \cdot 0,82 \cdot 10 \cdot 10^{-4} + 1) = 10,96 \text{ МПа},$$

при этом давление срабатывания будет

$$P_{зк} = P_{Lк}(1 - 0,1) = 10,96 \cdot 0,9 = 9,86 \text{ МПа}.$$

Тогда давление зарядки на рабочей глубине L будет

$$P_{зар} = P_{зк} \cdot 0,9665 + 0,810 = 9,533 + 0,81 = 10,34 \text{ МПа}.$$

На рис. 58 при $P_{зар.L}$ = 10,34 МПа и T = 393 К находим точку 1. От этой точки параллельно ближайшим кривым опускаемся до линии T = 263 К и находим точку 2. Из точки 2 по вертикали спускаемся до оси абсцисс и находим $P_{зар.у}$ = 8,9 МПа.

Основные потери давления в клапанах типа *PKD* связаны с сужением проходного сечения седла клапана. Поэтому потери давления оценивают, исходя из значения коэффициента сопротивления седла клапана. Коэффициент пропорциональности между разностью квадратов давлений до клапана P_1^2 и после него P_2^2, т.е. ΔP^2 и квадратом

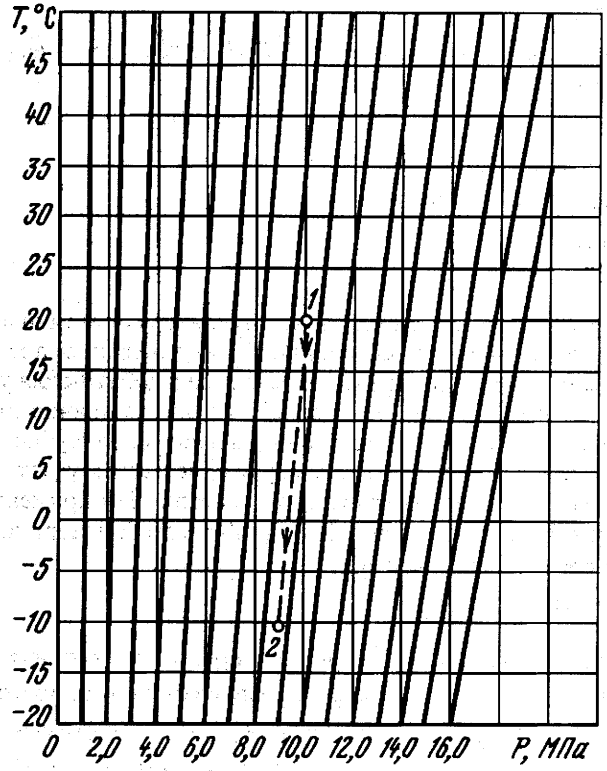


Рис. 58. График для определения давления зарядки клапана азотом

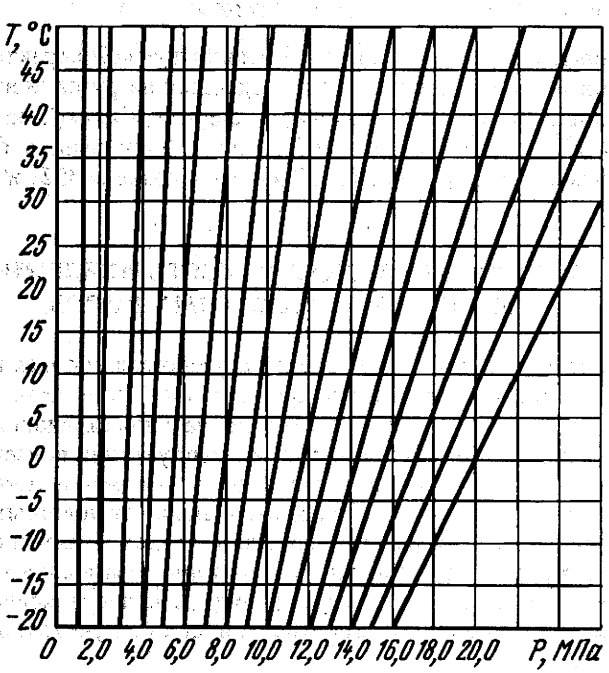


Рис. 59. График для определения давления зарядки клапана природным газом

дебита скважины Q^2, равен

$$C = 16{,}8 \cdot 10 \cdot 10^{-6}.$$

Пример. Определить потери давления в клапане типа *PKD* при P_2 = 10,13 МПа, Q = 2000 тыс.м^3/сут. Для данного типа клапанов формула расчета имеет вид

$$P_1^2 - P_2^2 = CQ^2. \qquad (141.3)$$

При заданных значениях C, P_2 и Q получим

$$P_1 = [10{,}13^2 + 16{,}8 \cdot 10^{-7} \cdot 2^2 \cdot 10^6]^{0{,}5} = 10{,}45.$$

Тогда потери давления в клапане будут:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = 10{,}45 - 10{,}13 = 0{,}32 \text{ МПа}.$$

В ряде случаев потери давления в клапанах-отсекателях различных типов определяются по результатам стендовых испытаний. Такие испытания позволяют вывести эмпирическую зависимость между перепадом давлений и дебитом для условий рассматриваемого месторождения без значения давления после клапанов-отсекателей. Это весьма существенный фактор, так как при наличии пакера в затрубном пространстве и значительного количества жидкости в потоке газа не всегда удается с приемлемой точностью определить давление до клапана-отсекателя. Для применяемых на Оренбургских скважинах клапанов-отсекателей типов *А*-6 и *MOX* потери давления приближенно могут быть определены по формуле

$$\Delta P = [Q/3{,}99 \cdot 10^6 \cdot D^2]^2 \bar{\rho} Z_к T_к / P_к, \qquad (142.3)$$

где Q – дебит скважины, тыс.м^3/сут; D – диаметр проходного сечения клапана, м; $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа; $Z_к$ – коэффициент сверхсжимаемости газа; $T_к$ – температура газа у клапана, К; $P_к$ – давление над клапаном-отсекателем, МПа.

Пример. Для Оренбургского месторождения при исходных данных Q = 906 тыс.м^3/сут; $P_к$ = 14,5 МПа; D =0,03334 М; $\bar{\rho}$ = 0,65; Z = 0,85 и $T_к$ = 300 К потери давления будут:

$$\Delta P = [906/3{,}99 \cdot 10^6 \cdot 0{,}03334^2]^2 \cdot 0{,}65 \cdot 0{,}85 \cdot 300/14{,}5 = 0{,}47 \text{ МПа}.$$

Детальную информацию о технической и технологической характеристиках перечисленных клапанов можно получить из переведенных на русский язык проспектов фирмы "Камко": Общий каталог оборудования фирмы "Camco", раздел В, с. 1159–1178; фирмы "Baker": Техническая спецификация оборудования фирмы Бэйкер, используемого в России, с. 1–20, позиция 3923 и с. 1–14 позиция 3521 и фирмы "Otis".

3.13. ТЕМПЕРАТУРА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Данные о температуре в пласте, скважине и окружающих породах необходимы для расчетов при подсчете запасов газа, проектировании и анализе разработки газовых и газоконденсатных месторождений, в процессах эксплуатации скважин и наземных коммуникаций, а также при создании и циклической эксплуатации подземных хранилищ газа. Эти данные получают путем непосредственных измерений температуры в специальных разведочных и наблюдательных, а также эксплуатационных скважинах или используют аналитические методы при известной устьевой или пластовой температуре. Техника и технология измерения температуры газа в скважине изложена в главе 9. Ниже приведены аналитические методы определения распределения температуры в работающей и остановленной скважинах, в пласте с учетом наличия и отсутствия зоны многолетней мерзлоты.

Газовые, газоконденсатные и газонефтяные месторождения в целом характери-

зуются региональным естественным тепловым полем. Естественная температура на небольших глубинах колеблется в зависимости от температуры земной поверхности. Различают суточные, годовые, многолетние и вековые колебания. Суточные и годовые колебания температуры проникают на глубину до нескольких метров от поверхности земли. Глубина, ниже которой годовые колебания не проникают, называется нейтральным слоем. Ниже нейтрального слоя температура пород остается практически постоянной во времени. Она отражает изменение с глубиной и по площади литологии пород, тектоническое строение месторождения, а также интенсивность движения пластовых вод.

В процессе бурения и эксплуатации скважин на фоне естественного теплового поля формируется искусственное. Причиной возникновения термодинамического эффекта является движение жидкости и газа по стволу скважины. При подсчете параметров температурного поля используется информация о тепловых свойствах горных пород и заполнителей ствола скважины. Точность определения тепловых свойств для многокомпонентных пористых сред со сложной структурой, какими являются горные породы и цементный камень, невысока.

Известно большое число теоретических и экспериментальных зависимостей, связывающих значения тепловых свойств с другими петрофизическими параметрами: минералогическим составом, плотностью, пористостью, характером насыщения и т.д. для пород различных литологии, условий происхождения, залегания. Однако каждая из подобных связей имеет ограниченное применение. Даже для пород одной и той же литологии и сходного состава они специфичны в зависимости от региона, площади, а иногда и пачки пластов, где были отобраны образцы для исследования. Причиной этому является одновременное влияние на значения тепловых свойств большого числа трудно учитываемых факторов, главным образом структурно-текстурных особенностей породы, определяемых не только ее составом, но и возрастом, условиями залегания и т.д. Кроме горных пород, необходимо знать и тепловые свойства цементного камня.

При определении тепловых свойств цементного камня возможны ошибки, что связано с трудностью учета его трещиноватости, формы и размеров пор, а также с имеющимися пустотами, заполненными осадком бурового раствора и пластового флюида в зацементированном интервале. Поэтому тепловые свойства, как правило, определяются приближенно. Расчеты температуры проводят при значениях свойств, наиболее вероятных для пород той или иной литологии. Значения тепловых свойств горных пород, пластовых флюидов и заполнителей ствола скважины приведены в табл. 35. В отсутствие данных о литологии и когда точность учета тепловых свойств по разрезу скважины не требуется, используются средние значения тепловых свойств из диапазона их изложения для осадочных горных пород. В частности, средние значения теплопроводности можно принять: $\lambda_{ср} = 1{,}5$ Вт/м · К, температура проводности $a_{ср} = 10^{-6}$ м^2/с, теплоемкости $C = 10^3$ Дж/кг · К, объемной теплоемкости $C_{об} = 2{,}3 \cdot 10^6$ Дж/м^{3}К. При необходимости определить предельно возможные изменения температуры в стволе скважины следует использовать максимально возможный диапазон изменений тепловых свойств осадочных пород в целом: $\lambda = 0{,}2 - 12$ Вт/м · К; $a = (2{,}5–20) \cdot 10^{-7}$ м^2/с; $C = (0{,}5–3{,}5) \cdot 10^3$ Дж/кг · К; $C_{об} = (1{,}4–3{,}2) \cdot 10^6$ Дж/м^{3}К.

Если в расчетную формулу входит не один, а несколько тепловых параметров λ и a или λ и C, то необходимо учесть их взаимосвязь. Как правило, максимальному значению теплопроводности в расчетах соответствует максимальное значение температуропроводности и минимальное значение объемной теплоемкости. Значение массовой теплоемкости практически не зависит от теплопроводности. В табл. 36 приведены некоторые осредненные тепловые свойства наиболее часто встречаемых горных пород.

По составу и неоднородности реальные горные водонефтегазосодержащие породы представляют собой более сложные структурные образования.

Таблица 35

Тепловые свойства горных пород, пластовых флюидов и заполнителей ствола скважины

Среда	Порода		Теплопроводность λ, Вт/м · К	Плотность ρ, 10^{-3} кг/м^3	Теплоемкость		Температуропроводность a, 10^{-7} м^2/с
					массовая $10^{-3}\,C_0$, Дж/кг · К	объемная $10^{-6}\,C_п$, Дж/м^3 · К	
Горные породы	Глина		0,38 – 3,02 / 1,49	1,2 – 2,4 / 2,35	0,75 – 3,55 / 1,24	1,8 – 8,3 / 2,91	2,54 – 11,56 / 6,60
осадочные	Песчаник		0,38 – 5,17 / 1,66	2,0 – 2,9 / 2,55	0,67 – 3,34 / 0,97	1,7 – 8,6 / 2,49	2,54 – 20,43 / 9,86
	Алевролит		0,41 – 3,58 / 1,49	1,8 – 2,8 / 2,4	0,75 – 1,65 / 0,88	1,8 – 4,0 / 2,11	5,36 – 15,42 / 10,28
	Доломит		1,63 – 3,58 / 3,24	1,9 – 3,6 / 2,7	0,65 – 1,47 / 1,0	1,8 – 4,0 / 2,94	5,36 – 15,42 / 12,44
	Известняк		0,92 – 4,4 / 2,4	1,8 – 2,9 / 2,65	0,75 – 1,71 / 0,89	2,0 – 4,5 / 2,36	3,91 – 16,9 / 11,27
	Мергель		0,5 – 3,9 / 1,92	1,5 – 2,88 / 2,3	0,84 – 3,09 / 1,63	1,9 – 7,1 / 3,74	3,14 – 13,8 / 7,13
метаморфические	Глинистый сланец		0,25 – 3,04 / 1,22	2,3 – 3,0 / 2,5	0,74 – 0,99 / 0,87	1,9 – 2,5 / 2,18	5,94 – 15,3 / 9,46
	Мрамор		1,59 – 4,0 / 2,56	– / 2,7	0,75 – 0,88 / 0,86	2,0 – 2,4 / 2,32	7,8 – 12,0 / 11,0
магматические	Гранит		1,34 – 3,69 / 2,4	– / 2,6	0,74 – 1,54 / 0,95	1,9 – 4,0 / 2,47	3,33 – 15,0 / 9,27
	Базальт		0,51 – 2,03 / 1,45	– / 2,54	0,76 – 2,14 / 1,23	1,59 – 5,4 / 3,12	4,33 – 6,7 / 5,34
Пластовые флюиды и заполнители ствола	Вода		0,37–0,56	1,04–1,18	3,9–4,8	4,1–5,7	0,87–1,15
	Нефть		0,10–0,14	0,85–0,87	1,9–2,4	1,6–2,1	0,56–0,86
	Газ		0,02–0,05	–	2,4–3,2	–	–
	Буровой раствор	обычный	0,6–0,9	1,1–1,5	2,8–3,6	3,4–3,9	1,5–2,3
		утяжеленный	0,6–0,9	1,7–2,2	1,5–2,0	3,2–3,4	1,9–2,6
Цементный камень	Портландцемент	с бентонитовой глиной	0,32 – 0,34 / 0,33	1,4 – 1,6 / 1,5	1,3 – 1,6 / 1,7	2,1 – 3,1 / 2,6	0,86 – 1,36 / 1,11
		с кварцевым песком	0,37 – 0,50 / 0,44	1,0 – 1,3 / 1,15	1,8 – 2,1 / 1,95	2,1 – 2,4 / 2,25	1,58 – 2,32 / 1,95

Примечание. Для горных пород и цементного камня, помимо возможного изменения значений тепловых свойств (числитель дроби), указаны их наиболее вероятные значения (знаменатель дроби). Для параметров λ, a, ρ и C они приведены по данным работ [36, 39], для C_0 вычислены, исходя из значений C и среднего значения плотности. Для цементного камня в качестве наиболее вероятных выбраны средние значения свойств.

Таблица 36

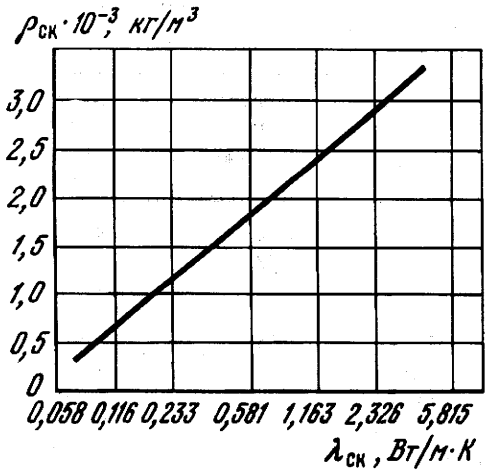
Теплофизические свойства горных пород

Минерал, порода	Состав минералов, %	Средняя плотность ρ, кг/м^3	Средняя пористость *m*, %	Теплопроводность λ, Вт/м · К	Теплоемкость *C*, 10^{-3} Дж/кг · К	Температуропроводность *a*, 10^7 м^2/с
Кальцит	100	2,70	–	4,5–5,4	0,84	19,8–23,8
Доломит	100	2,85	–	5,0	0,92	19,1
Каолинит (глина)	100	2,65	–	3,0	0,76	16,4
Кварц	100	2,65	–	7,0–12,5	0,75	35,2–62,9
Гадит	100	2,20	–	5,3–7,2	0,88	27,4–37,2
Песчаники	Кварц до 95%	1,90–2,60	2,0–22,0	1,6–3,2	0,94	8,0–13,0
	Глина до 15%	2,35*	10,5*	2,3*		10,8*
Алевролиты	Кварц до 85%	2,00–2,40	2,0–16,0	1,9–2,6	0,95	9,0–11,0
	Глина до 30%	2,25*	9,5*	2,2*		10,2*
Известняки	Кальцит до 100%	2,30–2,70	5,0–18,0	1,8–3,7	0,83	9,8–15,7
	Доломит до 25%	2,45*	9,6*	2,4*		12,0*
Доломиты	Доломит до 100%	2,60*	3,0–10,0	2,2–3,5	0,92	10,5–132
	Кальцит до 40%		6,0*	2,8*		11,5*
Мергели	Кальцит до 75%	2,25*	–	1,8	0,83	9,5
	Глина до 50%					
Глины	До 100%	2,10	–	0,92	0,86	5,0
Аргиллиты	До 100%	2,20	–	1,30	0,82	7,4
Ангидриты	До 100%	2,80	–	5,05	0,72	25,1
Галиты	До 100%	2,15	–	5,20	0,93	26,0

*Средние значения.

Сложность состава, насыщенность и неоднородность в разной степени влияют на теплофизические параметры пород. Установлено, что с увеличением плотности и уменьшением пористости значения теплофизических свойств возрастают. Эти свойства существенно зависят от размеров породообразующих зерен. С увеличением размеров частиц, слагающих породы, линейно увеличиваются теплофизические свойства. На теплофизические свойства пород влияет и их температура. Установлено, что с увеличением температуры теплопроводность и температуропроводность линейно и незначительно уменьшаются, а теплоемкость линейно растет. Так, например, при повышении температуры пород от 293 до 353 К теплопроводность песчаника и алевролита уменьшается на 15%, а температуропроводность – на 20%. При этих же условиях теплоемкость названных пород увеличивается на 20%. Одним из основных факторов, влияющих на теплофизические свойства, является насыщенность пород нефтью, водой, газом и их сочетанием. При насыщении пород жидкостью с ростом пористости теплопроводность подвергается меньшему изменению, чем порода, занятая газом. В целом считается, что теплопроводность жидкости примерно того же порядка, что и теплопроводность твердой фазы. На рис. 60 показана теплопроводность сухого скелета пород от плотности. Влияние влажности на коэффициент теплопроводности учитывается путем умножения значения теплопроводности сухого скелета $\lambda_{ск}$ на поправочный коэффициент *f*, определяемый из рис. 61. Величина поправочного коэффициента *f* зависит от степени влажности породы.

Анализ и обобщение имеющихся экспериментальных данных показывают, что ана-



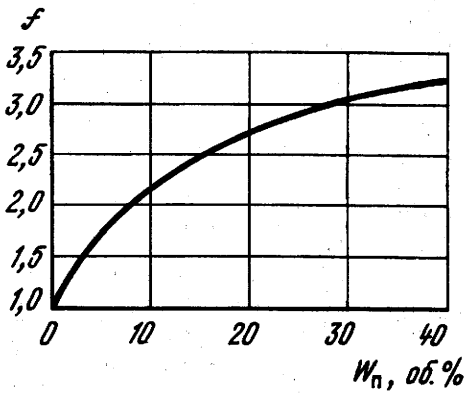


Рис. 60. Зависимость теплопроводности сухого скелета горных пород $\lambda_{ск}$ от его плотности $\rho_{ск}$

Рис. 61. Поправочный коэффициент f для определения теплопроводности влажных горных пород $W_п$

литическая зависимость между теплопроводностью и пористостью сухих и водонасыщенных песчаников и карбонатных пород может быть приближенно выражена формулой

$$\lambda = \lambda_т(1 - \alpha m), \qquad (143.3)$$

где $\lambda_т$ – теплопроводность твердой фазы, значение которое берется из табл. 36; α – постоянный коэффициент, зависящий от типа породы, значение которого приведено в табл. 37; m – пористость породы, доли единицы.

Для карбонатных пород изменение теплопроводности и теплоемкости (температуропроводность a практически не изменяется) от содержания влаги может быть выражено формулами

$$\lambda = \lambda_с + \omega(\lambda_н - \lambda_с), \qquad (144.3)$$

$$C = C_с + \omega(C_н - C_с), \qquad (145.3)$$

где $\lambda_с$, $C_с$ – соответственно теплопроводность и теплоемкость сухой породы; $\lambda_н$, $C_н$ – соответственно теплопроводность и теплоемкость насыщенной породы; ω – наличие влаги в породе в долях объема порового пространства.

Таблица 37

Значения α и $\lambda_т$ для различных пород

Порода	Состояние породы	Теплопроводность твердой фазы $\lambda_т$ Вт/м · К	α
Песчаники	Сухое, насыщенное воздухом	2,76	2,07
	Водонасыщенное	2,97	0,58
	Сухое, насыщенное воздухом	2,12	2,64
	Водонасыщенное	2,30	0,91
Доломиты	Сухое, насыщенное воздухом	2,24	1,77
	Водонасыщенное	2,76	1,25

Таблица 38

Значение коэффициента λ для некоторых жидкостей и газов

Вещество	Химическая формула	Температура, К	λ, Вт/м · град	Вещество	Химическая формула	Температура, К	λ, Вт/м · град
		273	0,0303			273	0,5640
Метан	CH_4	323	0,0374	Вода	H_2O	293	0,5989
		373	0,0451			373	0,6396
Этан	C_2H_6	273	0,0181	Водяной пар	H_2O	323	0,0195
		323	0,0238			373	0,0235
		373	0,0321			473	0,0277
		273	0,0151			273	0,0239
Пропан	C_3H_8	323	0,0206	Азот	N_2	323	0,0277
		373	0,0262			373	0,0299
		273	0,0138			273	0,1431
i-Бутан	*i*-C_4H_{10}	323	0,0188	Гелий	He	323	0,1565
		373	0,0241			373	0,1695
		273	0,0135			273	0,0244
n-Бутан	*n*-C_4H_{10}	323	0,0177	Кислород	O_2	323	0,0288
		373	0,0234			373	0,0330
i-Пентан	*i*-C_5H_{12}	273	0,0121	*n*-Пентан	*n*-C_5H_{12}	273	0,0122
Углекислый газ	CO_2	273	0,0143	Водород	H_2	273	0,1724
		323	0,0179			323	0,1958
		373	0,0214			373	0,2193
Сероводород	H_2S	273	0,0131	Метиловый спирт	CH_3OH	273	0,0170
		323	0,0141			293	0,0221
		373	0,0153			373	0,0109
Воздух		273	0,0241	*n*-Гексан	*n*-C_6H_{14}	373	0,0149
		323	0,0272			373	0,0201
		373	0,0306				

В приведенных выше графике и формулах значения λ и *C* получены для водонасыщенных пород. Для нефтеводонасыщенных и нефтеводогазонасыщенных пород неоднородных минералогического состава, пористости и плотности обширная информация по теплофизическим свойствам отсутствует.

Следует отметить, что при расчетах распределения температуры газа в системе пласт–газопровод необходима информация о теплопроводности добываемых газов и жидкостей при различных давлениях и температурах. Изменение величины λ для наиболее часто встречаемых в расчетах компонентов от температуры приведено в табл. 38.

3.13.1. Теплофизические свойства мерзлых пород

Мерзлыми называются породы, имеющие отрицательную или нулевую температуру. Многолетняя мерзлота распространяется на площади около 10 млн км^2, что составляет около 47% территории России. Из этих 10 млн км^2 площади около 9 млн км^2 находится к востоку от Урала. На границе нейтрального слоя температура мерзлых пород колеблется от –1,5 до –4°С. Глубина кровли мерзлых пород на Губкинском месторождении находится на глубине 100–150 м, а на п-ове Ямал – на глубине 5–25 м. Мерзлые породы распространены на севере Тюменской области, богатой нефтегазовыми месторождениями, Восточной Сибири и Якутии. На Западно-Сибирской низменности выделяют три зоны.

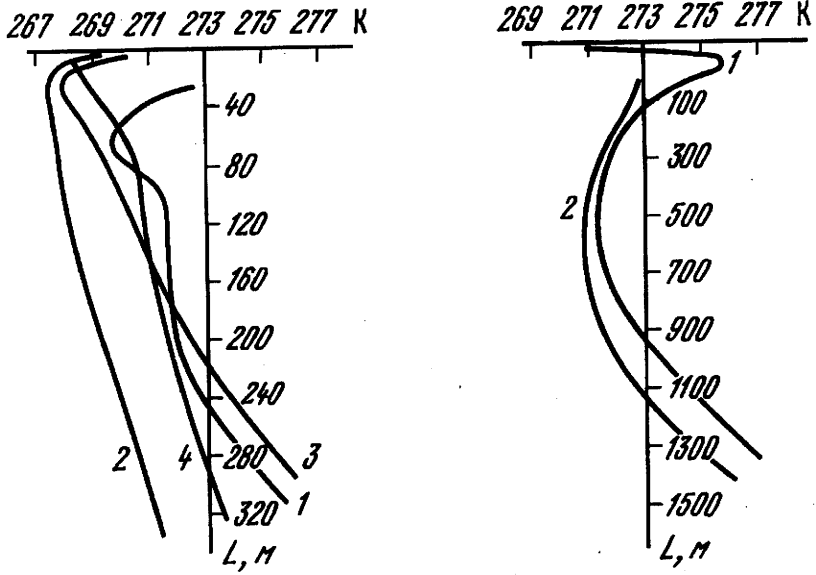


Рис. 62. Изменение температуры по глубине в скважинах, пробуренных на разных структурах
1–4 – структуры: *1* – Нейтинская, *2* – Харасовейская, *3* – Арктическая, *4* – Южно-Тайбейская

Рис. 63. Изменение температуры по глубине в двух разных скважинах, пробуренных на Мархинской площади Якутской Республики

1. Северная зона находится выше параллели, проходящей по центру газовых месторождений – Медвежье, Уренгойское. Толщина мерзлого слоя увеличивается с запада на восток от 300 до 500 м и с южной границы этой зоны на север до 500–600 м. В частности, температура мерзлых грунтов на Медвежьем –2°С, на Русском –5°С, на Мессояхском и Солененском месторождениях до –8°С, а на о-ве Вилькицкого –9°С.

2. Центральная зона характеризуется двухслойным строением мерзлой толщи – верхний и нижний слои. Верхний слой образовался в результате современного похолодания, а нижний является реликтовым, т.е. не успевшим оттаять в период последнего потепления. Толщина реликтового слоя в западной части Западно-Сибирской низменности 250–300 м, а в восточной части 300–400 м. Верхний слой мерзлых пород имеет толщину 30–80 м и сильно изменчив по площади региона. Заключенный между двумя слоями теплый прослой служит источником пресной воды в течение года. В северной части региона этот слой отсутствует.

3. Южная зона содержит только реликтовый слой мерзлых пород и залегает на глубине 150–300 м.

Мерзлотный талик на Медвежьем и Уренгойском месторождениях приурочен к пескам, толщина талика 20–30 м. Пески мерзлой толщи рыхлые и сцементированы только льдом. На Уренгойском месторождении среднегодовая температура воздуха –8,5°С, а средняя температура нейтрального слоя –3,5°С. В долинах рек на территории Уренгойского месторождения температура нейтрального слоя колеблется в интервале –1 – –3°С, местами от –2 до –5°С при глубинах 5–15 м.

На величину температуры нейтрального слоя влияет термоизолирующее покрытие. Наилучшим термоизолятором является торфняк. Поэтому под торфняком температура нейтрального слоя –5 – –6°С. На положение подошвы вечномерзлых пород влияет наличие газовых гидратов в нижележащих породах. На глубине 300–800 м в Западно-Сибирской низменности, на севере Восточной Сибири и Якутии существуют благоприятные условия для образования газовых гидратов. Скрытая теплота на 1 кг газового гидрата равна 532 кДж и превышает скрытую теплоту воды в 1,59 раза. На рис. 62 показано изменение температуры по стволу скважин, пробуренных на Ней-

Таблица 39

Изменение температуры с глубиной в Средней Азии, К

Месторождение	Глубина, м					
	100	250	500	750	1000	1250
Бай-Бурак	298,7	303,4	311,1	320	329,5	337,2
Кара-Баир	299,7	304,7	313,8	323	332,9	340,7
Хаджи-Хайрам	–	303	311	319	327	338
Кызыл-Арбат	–	306	316,5	327	336,5	343,5
Южный Мубарек	–	303,6	313	322,6	331,5	339,9
Кемачи-Зекры	–	–	316	323,8	333,5	343,8
Алаг	301	305,4	313,5	321,5	331	340
Рометан	296,2	301,5	331	327	335	345,3
Газли	296	302,5	312	323,2	333,2	–

Месторождение	Глубина, м					
	1500	1750	2000	2250	2500	2700
Бай-Бурак	344,1	346,9/1600*	–	–	–	–
Кара-Баир	346,6	351/1670*	–	–	–	–
Хаджи-Хайрам	348,5	359/1830*	–	–	–	–
Кызыл-Арбат	350	358	–	–	–	–
Южный Мубарек	346,8	351,9	362	–	–	–
Кемачи-Зекры	352,4	362,4	370,1	374/2240*	–	380/2650*
Алаг	347,5	357	365	368	376,4	380,4/2650
Рометан	–	–	–	–	–	–
Газли	–	–	–	–	–	–

* Значения температур относятся к глубине, приведенной в знаменателе.

тинской, Харасавейской, Арктической и Южно-Тамбейской структурах. На рис. 63 показано распределение температуры в двух скважинах Мархинской площади Республики Якутия. Приведенные реальные примеры показывают, что в пределах мерзлой зоны геотермический градиент изменяется, и поэтому при расчетах распределения температуры газа по стволу скважин, расположенных в зонах мерзлоты, эти изменения должны быть учтены. В процессе эксплуатации газовых скважин происходит протаивание мерзлых пород вокруг оси скважины. Оценочные расчеты показывают, что при температурах газа 20 и 30°С и соответственно дебитах Q = 31 и 125 тыс.м^3/сут радиус протаивания за 15 лет составляет около 6 м. Протаивание мерзлых пород в процессе бурения и эксплуатации скважин может привести к выбросу газа при бурении и нарушению герметичности ствола. Для проведения газогидродинамических расчетов с учетом наличия мерзлых пород необходимы теплофизические параметры. Значение этих параметров зависит от минералогического состава пород, степени насыщения водой и др. В среднем для мерзлых пород могут быть использованы следующие значения: теплоемкость $C_{мп}$ = 7470 Дж/кг · К, теплопроводность $\lambda_{мп}$ = 1,4 Вт/м · К.

Дополнительные сведения о мерзлых породах можно получить из работ [14, 34].

3.13.2. Определение распределения температуры в остановленной скважине

Распределение температуры в остановленной скважине следует определять после длительной консервации жидкостью. В остановленных газовых скважинах распределение температуры может быть определено только после ее полной стабилизации. Как правило, распределение температуры в простаивающей скважине определяется непосредственным замером с помощью глубинных термометров. Техническая харак-

теристика приборов и технология измерения температуры приведены в главе 9. Изменение температуры по глубине в Средней Азии приведено в табл. 39.

Для практических расчетов изменение температуры с глубиной можно определить по формуле

$$T_x = T_{пл} - \Gamma(L - x), \tag{146.3}$$

где $T_{пл}$ – пластовая температура, K; Г – средний геотермический градиент, град/м; T_x – температура на глубине $L - x$; L – общая глубина скважины от устья до середины пласта.

При совпадении начала координат с серединой пласта формула (146.3) примет вид

$$T_x = T_{пл} - \Gamma x. \tag{147.3}$$

Значение геотермического градиента Земли, где расположена исследуемая скважина, определяется формулой

$$\Gamma = \frac{T_{пл} - T_{нс}}{L - h_{нс}}, \tag{148.3}$$

где $T_{нс}$ – температура нейтрального слоя, К; $h_{нс}$ – глубина нейтрального слоя, м.

При наличии зоны многолетней мерзлоты геотермический градиент для интервала от нижней границы мерзлоты до разрабатываемого пласта определяется формулой

$$\Gamma = \frac{T_{пл} - T_{мо}}{L - h_{мо}}, \tag{149.3}$$

где $T_{мо}$ – температура на нижней от устья границе мерзлоты, К; $h_{мо}$ – глубина нижней границы мерзлоты от устья скважины, м.

В зоне многолетней мерзлоты геотермический градиент оценивается по формуле

$$\Gamma_м = \frac{T_{мо} - T_{нс}}{h_{мо} - h_{нс}}. \tag{150.3}$$

Определение значений $h_{нс}$, $h_{мо}$, $T_{нс}$ и $T_{мо}$ возможно либо непосредственным измерением температуры по стволу скважины данного месторождения, либо путем использования табличных данных по данному региону.

3.13.3. Определение распределения температуры в пласте

Создание депрессии на пласт в процессе исследования и эксплуатации скважин вызывает изменения температуры в пласте. Распределение температуры газа в пласте при работе скважин с приемлемой точностью может быть определено по формуле

$$T(R) = T_{пл} - D_i(P_{пл} - P_R)\frac{\ln[1 + GC_P\tau / \pi h C_п R^2]}{\ln R_к / R}, \tag{151.3}$$

где $T(R)$ – температура газа в пласте на расстоянии R от забоя скважины; D_i – коэффициент Джоуля–Томсона, определяемый, согласно разделу 2.9 в пластовых условиях, т.е. при $P_{пл}$ и $T_{пл}$.

Теоретически каждым P и T и составу газа соответствует свой коэффициент D_i. Однако практические расчеты показывают, что несущественные изменения давления и температуры пласта в интервале от $R_с$ до $R_к$ и состава газа (в газовых месторождениях состав не изменяется) величину D_i изменяют незначительно, и ее можно определить для значения $P_{пл}$ и $T_{пл}$. Если при исследовании или эксплуатации газовых и

газоконденсатных скважин создаются большие депрессии (по некоторым скважинам Астраханского и Карачаганакского газоконденсатных месторождений депрессия на пласт доходит до 20 МПа), то следует сначала по уравнению притока газа определить распределение давления, а затем по известному распределению давления вычислить значения D_i по участкам, условно разбивая область, дренируемую скважиной на несколько интервалов. P_R – давление пласта на расстоянии R от забоя скважины, МПа; P_3 – забойное давление, МПа; G – массовый расход газа, кг/с. При известном объемном расходе газа по отраслевому стандарту в тыс.м^3/сут, массовый расход G определяется по формуле

$$G = 0{,}015\bar{\rho}Q, \tag{152.3}$$

где $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа; Q – объемный расход газа, тыс.м^3/сут; C_p – теплоемкость газа в пластовых условиях, Дж/кг · К. Для заданных давлении, температуры и состава газа C_p определяется согласно разделу 2.7. При существенных перепадах давления на пласт величина C_p также должна быть рассчитана поинтервально в диапазоне от R_c до $R_к$; τ – время работы скважины, с; h – толщина пласта, м; $C_п$ – объемная теплоемкость породы, Дж/м^3 · К, определяемая в зависимости от состава и насыщенности породы по табл. 36.

Общий перепад температуры в пласте при работе скважины будет определяться формулой

$$\Delta T = T_{пл} - T_3 = D_i(P_{пл} - P_3)\frac{\ln[1 + GC_P\tau / \pi hC_п R_c^2]}{\ln R_к / R_c}. \tag{153.3}$$

Для определения распределения температуры в пласте необходимо построить зависимость давления от радиуса, используя при этом формулу

$$P(R) = \left[P_3^2 + \frac{Q\mu ZP_{ат}T_{пл}}{\pi khT_{ст}}\ln\frac{R}{R_c} + \frac{Q^2\rho_{ат}P_{ат}ZT_{пл}}{2\pi^2 lh^2T_{ст}}\left(\frac{1}{R_c} + \frac{1}{R}\right)\right]^{1/2}, \tag{154.3}$$

где μ, Z – соответственно коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа; k – коэффициент проницаемости; l – коэффициент макрошероховатости; Q – заданный объемный расход газа; $T_{ст}$ – стандартная температура; $\rho_{ат}$ – плотность газа при стандартных условиях; R_c – радиус скважины.

Для известных свойств газа в пластовых условиях μ, Z, толщины, проницаемости и макрошероховатости пласта, радиуса скважины зависимость $P(R)$ определяется путем задания различных значений R в интервале $R_c \leq R \leq R_к$. Далее, зная $P(R)$, определяем значение $T(R)$ по формуле (151.3).

3.13.4. Определение распределения температуры газа в стволе работающей газовой скважины

3.13.4.1. При отсутствии зоны многолетней мерзлоты

Температура газа в стволе работающей газовой скважины на глубине x определяется формулой

$$T_x = T_{пл} - \Gamma x - \Delta Tl^{-\alpha x} + \frac{1 - e^{-\alpha x}}{\alpha}\left[\Gamma - D_i\frac{P_3 - P_x}{x} - \frac{A}{C_P}\right], \tag{155.3}$$

где x – координата, увеличивающаяся снизу вверх.

Начало координат, т.е. $x = 0$, принято в середине продуктивного пласта.Следует подчеркнуть, что обычно напротив газоотдающего интервала температура несколько

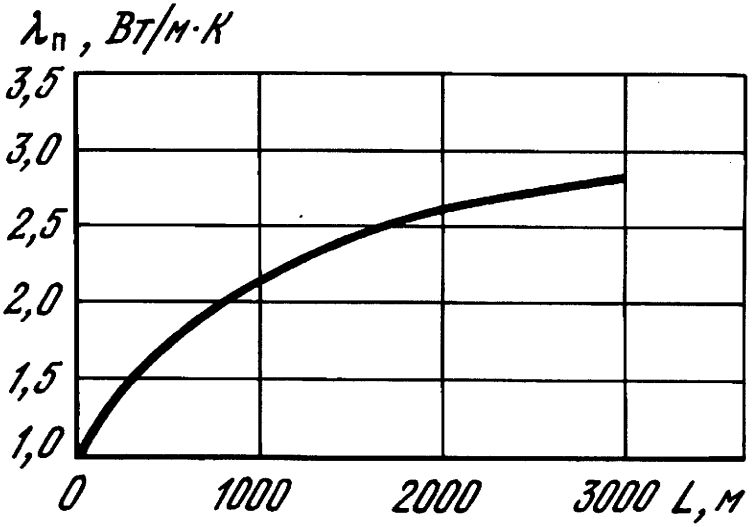


Рис. 64. Зависимость теплопроводности пород $\lambda_п$ от глубины их залегания L

ниже, чем на кровле этого пласта. Поэтому при интерпретации геофизических исследований за $x = 0$ принимают кровлю газоотдающего пласта; ΔT – перепад температуры, определяемый по формуле (153.3); Г – средний по разрезу скважины геотермический градиент, град/м; D_i – коэфициент Джоуля–Томсона в интервале x, где давление меняется от $P_з$ до P_x, а температура от $T_з$ до T_x.

Для небольших участков или небольших изменений P и T в интервале x величина D_i' может быть определена для средних значений давления $P_{ср} = (P_з + P_x)/2$ и $T_{ср} = (T_з + T_x)/2$. Неизвестный $T_{ср}$ в первом приближении может быть определен как $T_{ср} = (T_з + T_з)/2$. Полученный при этом D_i' следует использовать для вычисления T_x, а затем вторым приближением уточнить сначала D_i', а потом T_x. Для получения T_x с приемлемой точностью вполне достаточно второго приближения. Забойное давление $P_з$ и давление на глубине x P_x определяют расчетным путем по известному устьевому давлению и по средней температуре по стволу скважины. α – коэффициент, имеющий размерность длины 1/м и определяемый по формуле

$$\alpha = 2\pi\lambda_п / GC_р f(\tau), \qquad (156.3)$$

где $\lambda_п$ – теплопроводность горных пород, Дж/кг · с · К. В целом по разрезу скважины $\lambda_п$ изменяется существенно и зависит от минералогического состава и структуры пород, от их насыщения и т.д. Для точного определения $\lambda_п$ необходимо знать величину $\lambda_{пi}$ для каждого интервала, отличающегося от остальных в разрезе скважины своими теплофизическими свойствами. Как правило, такие достоверные данные по всему разрезу отсутствуют. Поэтому при расчетах обычно используют либо одну осредненную величину $\lambda_п$, либо графическую зависимость $\lambda_п$ от глубины залегания пород, что показано на рис. 64.

Средневзвешенный коэффициент теплопроводности при известных поинтервальных значениях $\lambda_{пi}$ определяется по формуле

$$\lambda_{пср} = \sum_{i=1}^{n} \lambda_{пi} h_i / \sum_{i=1}^{n} h_i. \qquad (157.3)$$

Значения $\lambda_{пi}$ для разных пород, различающихся составом, приведены в табл. 35, 36.

$f(\tau)$ – безразмерная функция времени, для необсаженных скважин определяемая по формуле

$$f(\tau) = \ln[1 + \sqrt{\pi\lambda_{\text{п}}\tau / C_{\text{п}}R_c^2}\,] \text{ или } f(\tau) = \ln[1 + \sqrt{\pi a_{\text{п}}\tau / R_c^2}\,] + \lambda_{\text{п}} / \alpha_{\text{п}}R_{\text{с}}. \quad (158.3)$$

Если скважина обсажена колонной радиусом $R_{\text{кол}}$ и флюид движется по внутриколонному пространству, то значение $f(\tau)$ вычисляется по формуле

$$f(\tau) = \lambda_{\text{п}}\left[\frac{1}{\lambda_{\text{cl}}}\ln\frac{R_{\text{с}}}{R_{\text{кол}}} + \frac{1}{\lambda_{\text{п}}}\ln\left[1 + \sqrt{\pi a_{\text{п}}\tau / R_c^2}\,\right]\right] + \lambda_{\text{п}} / a_{\text{кол}}R_{\text{с}}, \quad (159.3)$$

где $a_{\text{п}}$ – коэффициент температуропроводности пород, м^2/с (порядок определения $a_{\text{п}}$ для различных пород аналогичен порядку определения $\lambda_{\text{п}}$); $\alpha_{\text{с}}$ – коэффициент теплоотдачи на стенке скважины, Вт/м^2 · К; $\alpha_{\text{кол}}$ – коэфициент теплооотдачи на внутренней стенке колонны, Вт/м^2 · К; $\lambda_{\text{с}}$ – теплопроводность заполнителя заполненного пространства, Вт/м · К.

Если скважина оборудована фонтанными трубами радиусом $R_{\text{т}}$, то формула (159.3) примет вид

$$f(\tau) = \lambda_{\text{п}}\left[\frac{1}{\lambda_{\text{с}}}\ln\frac{R_{\text{кол}}}{R_{\text{т}}} + \frac{1}{\lambda_{\text{cl}}}\ln\frac{R_{\text{с}}}{R_{\text{кол}}} + \frac{1}{\lambda_{\text{п}}}\ln(1 + \sqrt{\pi a_{\text{п}}\tau / R_{\text{п}}^2})\right] + \lambda_{\text{п}} / \alpha_{\text{т}}R_{\text{с}}, \quad (160.3)$$

где $\lambda_{\text{с}}$ – теплопроводность заполнителя межтрубного пространства, Вт/м · К; $\alpha_{\text{т}}$ – коэффициент теплоотдачи на стенке фонтанных труб.

При расчетах в качестве $R_{\text{кол}}$ и $R_{\text{т}}$ могут быть использованы как внешние, так и внутренние радиусы колонны и фонтанных труб, так как толщина труб практически не сказывается на результате. Значения коэффициентов теплоотдачи $\alpha_{\text{с}}$, $\alpha_{\text{кол}}$ и $\alpha_{\text{т}}$ определяются с помощью формулы

$$\alpha = \frac{\lambda_{\text{ф}}}{2R_{\text{э}}}\text{Re}^{0,8}\cdot\text{Pr}^{0,43}, \quad \text{Re} = 2G / \pi R_{\text{э}}\mu_{\text{ф}}, \quad \text{Pr} = \mu_{\text{ф}}C_{\text{ф}} / \lambda_{\text{ф}}, \quad (161.3)$$

где $\lambda_{\text{ф}}$ – теплопроводность флюида; $C_{\text{ф}}$ – объемная теплоемкость флюида; $\mu_{\text{ф}}$ – динамическая вязкость; $R_{\text{э}}$ – эффективный радиус канала в круглой трубе, равный истинному значению ее радиуса. При движении флюида по кольцевому пространству с внешним и внутренним радиусами R_1 и R_2 вместо $R_{\text{э}}$ имеем

$$R_{\text{э}} = R_1 - R_2. \quad (162.3)$$

Как правило, при расчетах величинами $\alpha_{\text{с}}$, $\alpha_{\text{к}}$, α обычно пренебрегают ввиду их малости в диапазоне расходов, характерных для эксплуатационных скважин.

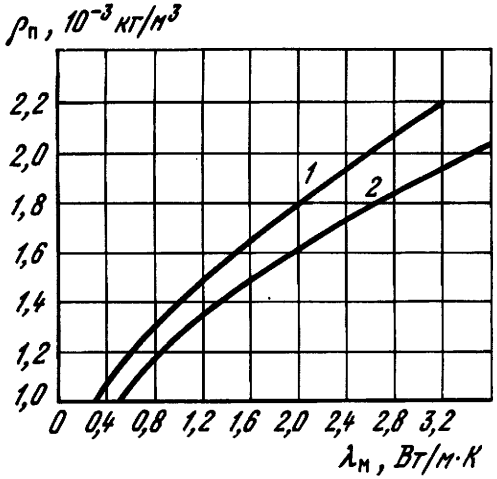
Если башмак фонтанных труб находится намного выше кровли продуктивного пласта, то для оценки температуры ниже башмака этих труб используют формулу (155.3) с учетом (159.3).

3.13.4.2. При наличии зоны многолетней мерзлоты

Распределение температуры газа по стволу скважины при наличии в его разрезе зоны многолетней мерзлоты определяется в интервале от забоя до нижней границы зоны формулой (155.3). В интервале от нижней границы мерзлоты до верхней границы этой зоны (как правило, верхняя граница соответствует глубине нейтрального слоя) распределение температуры определяется по формуле

$$T_x = T_{\text{ом}} - \Gamma_{\text{м}}x + \frac{1 - \bar{e}^{\alpha_{\text{м}}x}}{\alpha_{\text{м}}}\left[\Gamma_{\text{м}} - D_i^{''}\frac{P_{\text{ом}} - P_x}{x} - \frac{A}{C_P}\right]\beta, \quad (163.3)$$

где $T_{\text{ом}}$ – температура газа при входе в зону многолетней мерзлоты, рассчитываемая



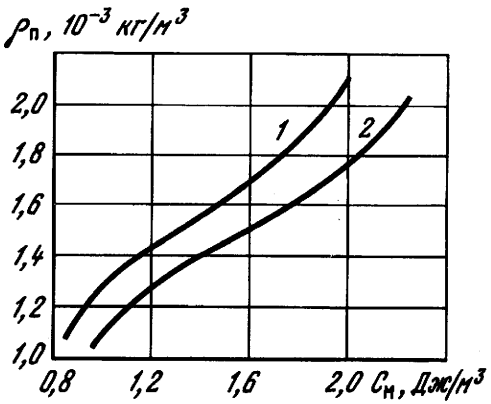


Рис. 65. Зависимость теплопроводности мерзлых пород $\lambda_м$ от их плотности $\rho_п$
1 – глина; *2* – песчаник

Рис. 66. Зависимость темплоемкости мерзлых пород $C_м$ от их плотности $\rho_п$
1 – глина; *2* – песчаник

по формуле (155.3); $\Gamma_м$ – геотермический градиент мерзлых пород, определяемый по формуле (150.3); $P_{ом}$ – давление при входе в мерзлую зону; β – безразмерный коэффициент, учитывающий изменяющуюся скорость теплообмена при наличии отрицательных температур. Величину β вычисляют по формуле

$$\beta = \frac{(T_м - T_{сг})^2}{T_{сг}^2}, \qquad (164.3)$$

где $T_м$ – температура мерзлой породы, K; $T_{сг}$ – среднегодовая температура поверхности почвы, К; $\alpha_м$ – коэффициент, определяемый по формуле

$$\alpha_м = 2\pi\lambda_м / GC_p f(\tau), \qquad (165.3)$$

$\lambda_м$ – коэффициент теплопроводности мерзлых пород, Вт/м · град. Значение $\lambda_м$ может быть определено из раздела 3.13.1 [24] или из рис. 65 в зависимости от плотности пород. Единица $f(\tau)$ для мерзлых пород определяется по формуле

$$f(\tau) = \ln[1 + \sqrt{\pi\lambda_м\tau / C_м R_c^2}], \qquad (166.3)$$

где $C_м$ – теплоемкость мерзлых пород, значение которой определяется по табличным данным или из графика, показанного на рис. 66, в зависимости от плотности мерзлых грунтов.

Пример 1. Определить температуру газа на забое скважины при следующих исходных данных: $P_{пл}$ = 26,2 МПа; $T_{пл}$ = 410 К; $P_з$ = 22,2 МПа; h = 50; $R_К$ = 500 м; $R_с$ = 0,1 м; $\tau = 3132 \cdot 10^4$ с; Q = = 1200 тыс. м³/сут; $P_{кр}$ = 4,6 МПа; $T_{кр}$ = 200 K; $C_п$ = 2,931 Дж/м³ · К; ρ = 0,6.Для заданных значений пластового и забойного давлений и пластовой температуры определяют D_i и C_P. При расчете C_P используют среднее значение давления между контурным и забойным, т.е. $P_{ср} = (P_{пл} + P_З)/2$ = 24,2 МПа. При этом C_P = = 3152,8 Дж/кг · К. Используя значение C_P, при известных $P_{ср}$ и $T_{пл}$ находим D_i = 0,972 град/МПа. Из формул (153.3) определяем $T_З$:

$$T_З = 410 - 0,972(26,2 - 22,2)\frac{\ln\left[1 + \dfrac{0,015 \cdot 1200 \cdot 0,6 \cdot 3132 \cdot 10^4}{3,14 \cdot 50 \cdot 0,1^2}\right]}{\ln 500 / 0,1} = 404,3\text{K},$$

Пример 2. Определить температуру газа на расстоянии $x = 1000$ м от кровли пласта в работающей газовой скважине при движении газа по фонтанным трубам и по затрубному пространству при следующих исходных данных: $G = 0{,}2$ кг/с; $\tau = 2{,}59 \cdot 10^6$с; $T_{пл} = 333$ К; $T_з = 330$ К; $\Gamma = 0{,}02$ град/м; $R_с = 0{,}12$ м; $R_{кол} = 0{,}084$ м; $R_т = 0{,}037$ м. Внутри и за фонтанными трубами среда газовая. $\lambda_с = \lambda = 0{,}4$ Вт/м · К; $\lambda_п = 0{,}4$ Вт/м · К; $\lambda_ц = 0{,}37$ Вт/м · К; $a_п = 2{,}5 \cdot 10^{-7}$ м^2/с; $C_п = 3{,}1 \cdot 10^3$ Дж/кг · К. При расчетах принято, что $[D_i'(P_з - P_x)/x - A/C_p] \ll \Gamma$.

1. Расчеты при движении газа по фонтанным трубам. Согласно формуле (160.3), для минимальных значений λ, $a_п$ и $\lambda_ц$ получим

$$f(\tau) = 0{,}4\left[\frac{1}{0{,}4}\ln\frac{0{,}084}{0{,}037} + \frac{1}{0{,}4}\ln\frac{0{,}12}{0{,}084} + \frac{1}{0{,}4}\ln\left[1 + \frac{3{,}14 \cdot 2{,}5 \cdot 10^{-7} \cdot 2{,}59}{0{,}12^2}\right]\right] = 11{,}04.$$

Далее вычисляют α по формуле (156.3):

$$\alpha = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}4}{3{,}1 \cdot 10^3 \cdot 0{,}2 \cdot 11{,}4} = 0{,}365 \cdot 10^{-3},$$

следовательно, $T_x = 333 - 0{,}02 \cdot 1000 - 3 \cdot e^{-1000 \cdot 0{,}365 \cdot 10^{-3}} + 0{,}365 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}02(1 - e^{-1000 \cdot 0{,}365 \cdot 1^{-3}}) = 327{,}9 K.$

Для максимальных значений $\lambda_п = 7$ Вт/м · град, $a_п = 20 \cdot 10^7$ м^2/с и $\lambda_ц = 0{,}5$ Вт/М · K получим

$$f(\tau) = 7\left[\frac{1}{0{,}04}\ln\frac{0{,}084}{0{,}037} + \frac{1}{0{,}5}\ln\frac{0{,}12}{0{,}084} + \frac{1}{7{,}0}\ln\left(1 + \frac{3{,}14 \cdot 20 \cdot 10^{-7} \cdot 2{,}59 \cdot 10^6}{0{,}12^2}\right)\right] = 15{,}18,$$

$$\alpha = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 7}{3{,}1 \cdot 10^3 \cdot 0{,}2 \cdot 15{,}18} = 0{,}467 \cdot 10^{-3},$$

$$T_x = 333 - 0{,}2 \cdot 1000 - 3 \cdot e^{-1000 \cdot 0{,}467 \cdot 10^{-3}} + 0{,}02 \cdot 0{,}467 \cdot 10^{-3}(1 - e^{-1000 \cdot 0{,}467 \cdot 10^{-3}}) = 327{,}08 \ K.$$

2.Расчеты при движении газа по затрубному пространству. В этом случае также вычислена температура для минимального и максимального значений λ, $a_п$ и $\lambda_ц$. При минимальных значениях $\lambda = 0{,}4$ Вт/ м· К, $a_п = 2{,}5 \cdot 10^{-7}$ м^2/с и $\lambda_ц = 0{,}37$ Вт/м · К получим

$$f(\tau) = 0{,}4\left[\frac{1}{0{,}37}\ln\frac{0{,}12}{0{,}084} + \frac{1}{0{,}4}\ln\left(1 + \frac{3{,}14 \cdot 2{,}5 \cdot 10^{-7} \cdot 2{,}59 \cdot 10^6}{0{,}12^2}\right)\right] = 2{,}95,$$

$$\alpha = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}4}{3{,}1 \cdot 10^3 \cdot 0{,}2 \cdot 2{,}95} = 1{,}374 \cdot 10^{-3},$$

$$T_x = 333 - 0{,}02 \cdot 1000 - 3 \cdot e^{-1000 \cdot 1{,}374 \cdot 10^{-3}} + 0{,}02 \cdot 1{,}374 \cdot 10^{-3}(1 - e^{-1000 \cdot 1{,}374 \cdot 10^{-3}}) = 323{,}12 \ \text{К}.$$

При максимальных значениях λ, $a_п$ и $\lambda_ц$ получим

$$f(\tau) = 7\left[\frac{1}{0{,}5}\ln\frac{0{,}12}{0{,}084} + \frac{1}{7{,}0}\ln\left(1 + \frac{3{,}14 \cdot 20 \cdot 10^{-7} \cdot 2{,}59 \cdot 10^6}{0{,}12^2}\right)\right] = 8{,}53,$$

$$\alpha = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 7}{3{,}1 \cdot 10^3 \cdot 0{,}2 \cdot 8{,}53} = 8{,}26 \cdot 10^{-3},$$

$$T_x = 333 - 0{,}02 \cdot 1000 - 3 \cdot e^{-1000 \cdot 8{,}26 \cdot 10^{-3}} + 0{,}02 \cdot 8{,}26 \cdot 10^{-3}(1 - e^{-1000 \cdot 8{,}26 \cdot 10^{-3}}) = 315{,}42 \ \text{К}.$$

Полученная разница в температурах газа при его движении по фонтанным трубам и затрубному пространству связана прежде всего с теплоизолирующим свойством газа в затрубном пространстве.

3.13.5. Определение распределения температуры газа при одновременном движении по трубам и затрубному пространству

При одновременном движении жидкости и газа по фонтанным трубам и затрубному пространству возникают случаи, когда направления потоков по трубному и кольцевому пространствам совпадают или же противоположны. Так, например, при прямой схеме циркуляции буровой раствор к забою скважины подается по бурильным трубам и у башмака этих труб, меняя направление, двигается по заколонному пространству к устью. При обратной схеме циркуляции раствор нагнетается в скважину через затрубное пространство и поступает на поверхность по трубам. Если фонтанные трубы спущены до подошвы продуктивного пласта, то движение газа происходит сначала по затрубному пространству вниз, а затем по достижении башмака фонтанных труб

направляется вверх. В этом случае температура на глубине x определяется по формуле

$$T = C_1 e^{\beta_1 x} + C_2 e^{\beta_2 x} + T_г = \Gamma x - \Gamma / \alpha_{со}, \tag{167.3}$$

где

$$\beta_{1,2} = \alpha_с \pm \sqrt{\alpha_с^2 / 4 + \alpha_с \alpha_{со}}, \quad \alpha_с = 2\pi\lambda_п / C_ф G f(\tau), \quad \alpha_{со} = 2\pi R_т K_т / C_ф G; \tag{168.3}$$

x – координата $0 \leqslant x \leqslant h$; $x = 0$ соответствует башмаку фонтанных труб; $T_г$ – геотермическая температура при $x = 0$, град/м; $K_т$ – коэффициент теплопередачи через стенки фонтанных труб, определяемый по формуле

$$1 / K_т = 1 / \alpha_1 + \delta_т / \lambda_т + 1 / \alpha_2; \tag{169.3}$$

α_1, α_2 – коэффициенты теплоотдачи на наружной и внутренней стенках фонтанных труб, определяемые по формуле (161.3); $\delta_т$ – толщина фонтанных труб; $\lambda_т$ – теплопроводность металла труб; $C_ф$ – массовая теплоемкость флюида; C_1 и C_2 – коэффициенты, определяемые решением системы из двух уравнений:

$$C_1\beta_1 + C_2\beta_2 = \Gamma,$$

$$C_1 e^{\beta_1 h}(1 + \beta_1 / \alpha_с) + C_2 e^{\beta_2 h}(1 + \beta_2 / \alpha_с) = T_{зт} - T_г - \Gamma h, \tag{170.3}$$

где $T_{зт}$ – температура газа поступающего из пласта в затрубное пространство. Предлагаемая для расчета температуры формула (168.3) позволяет правильно интерпретировать термограммы при проведении термометрии в скважинах, работающие интервалы которых перекрыты фонтанными трубами.

3.13.6. Определение температуры непроницаемых пород в разрезе ствола скважины при движении жидкости и газа

При движении жидкости и газа по стволу происходит теплообмен с породами вокруг скважины, в результате которого нарушается естественное тепловое поле. Размеры зоны, в которой происходит влияние температуры движущейся жидкости или газа, оцениваются формулой

$$R_в = R_с + \sqrt{\pi a_п \tau}, \tag{171.3}$$

где $R_в$ – радиус влияния теплового поля, м; $R_с$ – радиус скважины; $a_п$ – коэффициент температуропроводности, м^2/с; τ – продолжительность работы скважины, *с*.

Температуру вокруг работающей скважины в необсаженной части ствола на расстоянии R можно определить по формуле

$$T(R) = T_с + (T_г - T_с)\frac{\ln R / R_с}{\ln R_в / R_с}, \tag{172.3}$$

где $T_с$ – температура в стволе скважины на заданной глубине в момент времени τ; $T_г$ – первоначальная до начала работы скважины температура на этой же глубине.

В обсаженной скважине в интервале, где фонтанные трубы отсутствуют или газ движется по затрубному пространству, температуру за обсадной колонной можно оценить по формулам

$$T_{сl} = T_с + (T_{ст} - T_с)\frac{\ln R / R_{кол}}{\ln R_с / R_{кол}}; \quad R_{кол} < R < R_с, \tag{173.3}$$

в пределах цементного кольца

$$T_{\text{п}} = T_{\text{ст}} + (T_{\text{г}} - T_{\text{ст}}) \frac{\ln R / R_{\text{с}}}{\ln R_{\text{в}} / R_{\text{с}}}; \quad R_{\text{с}} < R < R_{\text{в}}, \tag{174.3}$$

где $R_{\text{кол}}$ – радиус обсадной колонны; $T_{\text{ст}}$ – температура на стенке скважины:

$$T_{\text{ст}} = \frac{\lambda_{\text{со}} T_{\text{с}} \ln R_{\text{в}} / R_{\text{с}} + \lambda_{\text{п}} T_{\text{пл}} \ln R_{\text{с}} / R_{\text{кол}}}{\lambda_{\text{со}} \ln R_{\text{в}} / R_{\text{с}} + \lambda_{\text{п}} \ln R_{\text{с}} / R_{\text{кол}}}. \tag{175.3}$$

При движении газа по фонтанным трубам его влияние на окружающие породы менее значительно из-за теплоизолирующего влияния прослойки газа в затрубном пространстве.

Пример 1. Определить величину радиуса теплового влияния при работе скважины по затрубному пространству за время $\tau = 3600$ с; $\tau = 86\,400$ *с* и $\tau = 2\,592\,000$ *с* при $R_{\text{с}} = 0{,}1$ м и $a_{\text{п}} = 10^{-6}$ м^2/с.

$R_{\text{в}} = 0{,}1 + (3{,}14 \cdot 10^{-6} \cdot 3600)^{0{,}5} = 0{,}21$ м при $\tau = 3600$ с.

$R_{\text{в}} = 0{,}1 + (3{,}14 \cdot 10^{-6} \cdot 86\,400)^{0{,}5} = 0{,}62$ м при $\tau = 86\,400$ с.

$R_{\text{в}} = 0{,}1 + (3{,}14 \cdot 10^{-6} \cdot 2\,592\,000)^{0{,}5} = 2{,}95$ м при $\tau = 2\,592\,000$ с.

Пример 2. Определить температуру на расстоянии $R = 0{,}5$ м при $R_{\text{с}} = 0{,}1$ м, $R_{\text{кол}} = 0{,}084$ м, наличии цементного камня с $\lambda_{\text{ц}} = 0{,}4$ Вт/м · К, $a_{\text{п}} = 10^{-6}$ м^2/с, температурах $T_{\text{п}} = 323$ К, $T_{\text{с}} = 313$ К после работы скважины $\tau = 30$ сут.

Вычисляют $R_{\text{в}} = 0{,}1 + (3{,}14 \cdot 10^{-6} \cdot 30 \cdot 86\,400)^{0{,}5} = 2{,}95$ м.

Далее, зная $R_{\text{в}}$, рассчитывают $T_{\text{ст}}$:

$$T_{\text{ст}} = \frac{0{,}4 \cdot 313 \cdot \ln 2{,}95 / 0{,}1 + 1{,}5 \cdot 323 \cdot \ln 0{,}1 / 0{,}084}{0{,}4 \cdot \ln 2{,}95 / 0{,}1 + 1{,}5 \cdot \ln 0{,}1 / 0{,}084} = 318{,}74\text{K},$$

$$T_{\text{п}} = T_{\text{ст}} + (T_{\text{п}} - T_{\text{ст}}) \ln 0{,}5 / 0{,}1 / \ln 2{,}95 / 0{,}1 = 318{,}74 + 4{,}26 \cdot 0{,}4755 = 320{,}77\text{K}.$$

3.14. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА ПРИ КРИТИЧЕСКОМ ТЕЧЕНИИ. ПРИБЛИЖЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ

I. При испытании скважин в атмосферу давление после диафрагмы немного превышает атмосферное, и поэтому, как правило, возникает критическое течение газа. Критическое течение имеет место при превышении критического соотношения давления в сечениях диафрагмы и перед диафрагмой. Течение называется критическим, если скорость потока газа в сечении диафрагмы достигает скорости звука в данной среде. Скорость звука в среде зависит от состава газа. Скорость звука для различных компонентов природного газа приведена в табл. 40.

Условие возникновения критической скорости определяется уравнением

$$P_2 / P_1 = [2 / (\kappa + 1)]^{\kappa/(\kappa-1)}, \tag{176.3}$$

где P_2 – давление в сечении диафрагмы; P_1 – давление перед диафрагмой; κ – показатель адиабаты. Значения P_2/P_1 для некоторых компонентов газа приведены в табл. 40. В общем виде скорость потока достигает скорости звука в газовой среде при $P_1 \geqslant 2P_2$.

При исследовании скважин часто используется метод измерения дебита в условиях критического течения газа. Устройство для измерения дебита при критическом течении называется ДИКТом (диафрагменный измеритель критического течения). В газовой промышленности используют ДИКТ с внутренними диаметрами корпуса 0,0508 и 0,1016 м. Конструкция этих ДИКТов показана на рис. 228. Дебит газа при крити-

ческом течении определяют по формуле

$$Q = CP_D\delta / 0{,}1013\sqrt{\bar{\rho}ZT_D}, \quad (177.3)$$

где P_D – давление перед диафрагмой; Q – дебит газа, тыс.м^3/сут; $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа; T_D – температура газа перед диафрагмой, К; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа при P_D и T_D. При исследовании скважины в атмосферу условие $P_D \geqslant 2P_{ат}$ исключает необходимость нахождения Z после диафрагмы, так как при $P = 2P_{ат}$ $Z \approx 1$.

Таблица 40

Значения коэффициентов критического расширения газов при P = 0,1013 МПа и T = 288,5 К

Компоненты газа	Показатель адиабаты, к	Критическое отношение давлений, P_2/P_1	Скорость звука V, м/с
Метан	1,308	0,545	405,0
Этан	1,193	0,565	290,1
Пропан	1,133	0,577	237,9
i-Бутан	1,097	0,585	204,3
n-Бутан	1,094	0,585	204,0
Гелий	1,660	0,486	852,0
Воздух	1,410	0,528	309,3
Газ с плотностью			
0,6	1,299	0,546	392,7
0,7	1,279	0,550	310,5

1. Если испытание проводится в газопровод и давление после диафрагмы достаточно высокое, то необходима поправка на сверхсжимаемость после диафрагмы; C – коэффициент, зависящий от диаметров диафрагм и измерительной линии и определяемый расчетным путем или из рис. 67.

Значения коэффициентов расхода для различных диаметров диафрагм и ДИКТов с внутренними диаметрами $50{,}8 \cdot 10^{-3}$ и $101{,}6 \cdot 10^{-3}$ м, определенные опытным путем, приведены в табл. 41. При обработке результатов исследования скважин с применением ЭВМ целесообразно пользоваться аналитической зависимостью между коэффициентом расхода C и диаметром проходного сечения диафрагм d. Аналитическую связь между C и d для ДИКТа с диаметром $50{,}8 \cdot 10^{-3}$ м, исходя из имеющихся опытных данных, следует выражать двумя полиномами, так как при попытке установить эту связь одним полиномом относительная ошибка для отдельных опытных значений C составляет несколько процентов. Поэтому для ДИКТа с диаметром корпуса $50{,}8 \cdot 10^{-3}$ м в диапазоне изменения диаметра диафрагм $1{,}59 \cdot 10^{-3} \leqslant d \leqslant 12{,}7 \cdot 10^{-3}$ м величину коэффициента расхода C следует определить по формуле

$$C = -0{,}11768 + 0{,}23326 \cdot 10^2 d - 0{,}18323 \cdot 10^2 d^2 + 0{,}76659 \cdot 10 d^3 - 0{,}18238 \cdot 10 d^4 + 0{,}25844 d^5 - 0{,}21547 \cdot 10^{-1} d^6 + 0{,}97495 \cdot 10^{-3} d^7 - 0{,}18451 \cdot 10^{-4} d^8, \quad (178.3)$$

где d – диаметр проходного сечения диафрагмы, мм. В указанном выше диапазоне изменения d относительная ошибка в величине C не превышает 0,2%.

В диапазоне изменения диаметра диафрагмы $12{,}7 \cdot 10^{-3} \leqslant d \leqslant 38{,}1 \cdot 10^{-3}$ м значение коэффициента расхода должно быть вычислено по формуле

$$C = -0{,}521208 \cdot 10^5 + 0{,}19917 \cdot 10^5 d - 0{,}31389 \cdot 10^4 d^2 + 0{,}27737 \cdot 10^3 d^3 - 0{,}15036 \cdot 10^2 d^4 + 0{,}51239 d^5 - 0{,}10724 \cdot 10^{-1} d^6 + 0{,}12610 \cdot 10^{-3} d^7 - 0{,}63804 \cdot 10^{-6} d^8. \quad (179.3)$$

В указанном диапазоне изменения диаметра проходного сечения диафрагм относительная ошибка в величине C по сравнению с опытными данными не превышает 0,29%.

Для ДИКТа с диаметром корпуса $101{,}6 \cdot 10^{-3}$ м значение коэффициента расхода C в диапазоне изменения диаметра диафрагмы $6{,}35 \cdot 10^{-3} \leqslant d \leqslant 76{,}2 \cdot 10^{-3}$ м должно быть вычислено по формуле

$$C = 0{,}41984 \cdot 10 - 0{,}1380 \cdot 10^{-1} d + 0{,}34271 d^2 - 0{,}78953 \cdot 10^{-2} d^3 + 0{,}18449 \cdot 10^{-3} d^4 - 0{,}20583 \cdot 10^{-5} d^5 + 0{,}93967 \cdot 10^{-8} d^6. \quad (180.3)$$

В указанном диапазоне изменения диаметра диафрагмы относительная ошибка в

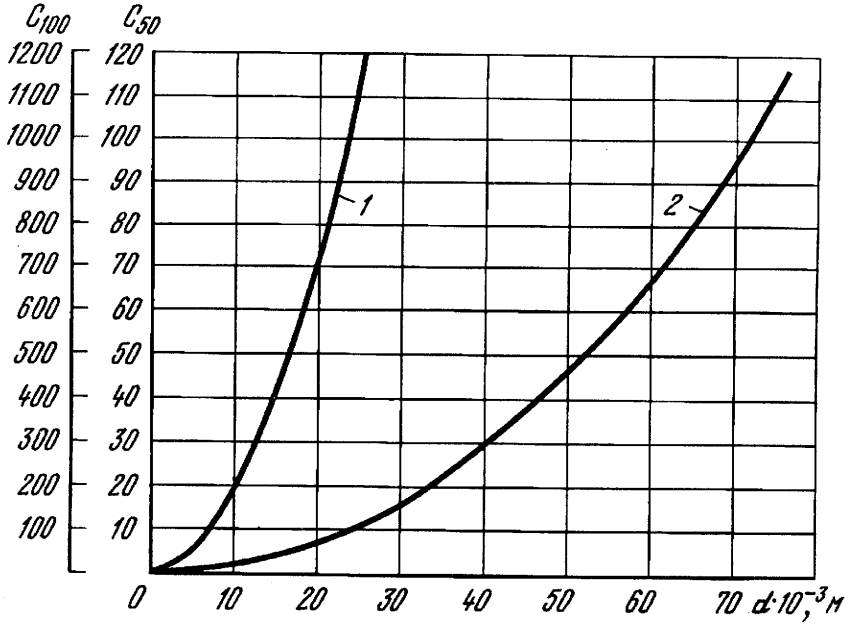


Рис. 67. Зависимость коэффициента расхода газа C от диаметра ДИКТа
1 – $D = 50{,}8 \cdot 10^{-3}$ м; *2* – $D = 101{,}6 \cdot 10^{-3}$ м

величине C, вычисленная по формуле (180.3), не превышает 0,82%. Причем начиная с диаметра диафрагмы $d \geqslant 22{,}19 \cdot 10^{-3}$ м эта ошибка меньше 0,18%.

Приведенные в табл. 41 и вычисленные ло формулам (178.3), (179.3) и (180.3) значения коэффициента расхода C получены при сравнительно низких давлениях и постоянном показателе адиабаты. Однако измерение расхода газа при испытании скважин происходит в весьма большом диапазоне изменения давления и температуры. Поэтому в формулу (177.3) внесена поправка δ, зависящая от давления и температуры. Величина δ увеличивается с увеличением давления и с уменьшением температуры. Значение поправки δ оценивается формулой

$$\delta = 1{,}5[\kappa(2/(\kappa+1))^{(\kappa+1)/(\kappa-1)}]^{1/2}. \qquad (181.3)$$

Таблица 41

Значение коэффициентов расхода C для измерителей $50{,}8 \cdot 10^{-3}$ и $101{,}6 \cdot 10^{-3}$ м

Диаметр диафрагмы d, 10^{-3} м	C для измерителей		Диаметр диафрагмы d, 10^{-3} м	C для измерителей	
	$D = 50{,}8 \cdot 10^{-3}$	$D = 101{,}6 \cdot 10^{-3}$		$D = 50{,}8 \cdot 10^{-3}$	$D = 101{,}6 \cdot 10^{-3}$
1,587	0,448	–	22,225	99,93	89,44
2,381	0,986	–	25,400	119,60	116,50
3,175	1,852	–	28,574	153,10	146,80
4,762	4,254	–	31,749	193,30	181,10
5,556	5,871	–	34,294	237,40	218,20
6,350	7,602	7,326	38,099	294,60	260,00
7,937	11,690	–	44,449	–	355,20
9,525	16,630	16,470	50,799	–	469,20
11,112	23,840	–	57,149	–	601,50
12,700	29,930	29,460	63,499	–	754,40
15,875	45,280	45,890	69,849	–	934,00
19,050	66,120	65,770	76,199	–	1148,00

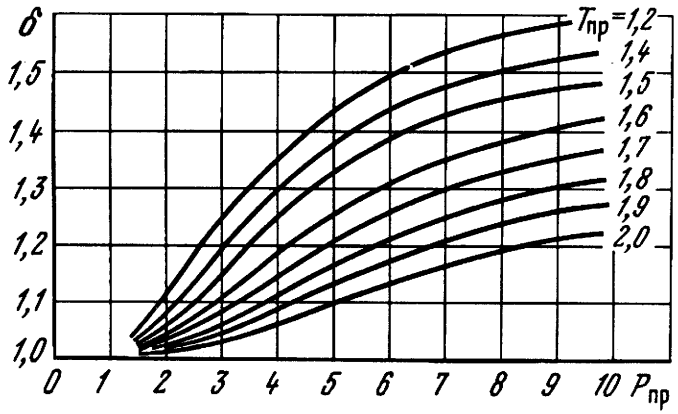


Рис. 68. Зависимость поправочного коэффициента δ от приведенных давления и температуры

Если значение показателя адиабаты к неизвестно, то величина δ может быть определена графически из рис. 68 при различных приведенных давлениях и температурах и по формуле

$$\delta = -0,517 + 1,618T_{пр} - 0,448T_{пр}^2 + P_{пр}[1,204 - 1,231T_{пр} + \quad (182.3)$$

$$+ \ 0,322T_{пр}^2] + P_{пр}^2[-0,101 + 0,110T_{пр} - 0,02958T_{пр}^2],$$

где $P_{пр}$, $T_{пр}$ – приведенные давление и температура, определяемые согласно разделу 2.2.

II. При практических расчетах параметров пласта и термобарических параметров ствола газоконденсатной скважины необходимо использовать количество газа и конденсата по данным условия, исходя из фазовой диафрагмы. Количество фаз газоконденсатной смеси зависит от давления, температуры и состава газа. При движении газоконденсатной смеси в пласте, стволе скважины и по шлейфам происходит снижение давления и температуры потока газа. Это приводит к выделению из газообразной смеси жидкой фазы. Соотношение газовой и жидкой фаз для каждого газоконденсатного месторождения изучается в лабораторных условиях на специальных установках типа УГК или УФР. Влияние жидкости в потоке газа при практических расчетах учитывается по-разному и зависит от исследуемой задачи и техники и технологии измерения продукции скважины. При обработке результатов испытания скважин методом установившихся отборов фильтрация газоконденсатной смеси в пласте может происходить в однофазном газообразном и двухфазном газожидкостном состоянии. Если в пласте не происходит выделение жидкой фазы, то при обработке следует использовать расход газожидкостной смеси в газообразном состоянии. При этом величина дебита, используемая при обработке формулы притока газа к скважине, определяется по формуле

$$Q_{см} = Q_г + Q_{гд} + Q_{кг}, \quad (183.3)$$

где $Q_{см}$ – дебит смеси в газообразном состоянии; $Q_г$ – дебит газа после сепарации сорбции жидких углеводородов; $Q_{гд}$ – дебит газа дегазации нестабильного конденсата; $Q_{кг}$ – дебит стабильного конденсата в газообразном состоянии. Значения $Q_г$ и $Q_{гд}$ определяются по данным измерения дифманометром или ДИКТом. $Q_{кг}$ определяется приближенно по формуле

$$Q_{кг} = Q_к T_{ст} \cdot 24,05/M_к T_н, \quad (184.3)$$

где $Q_к$ – масса конденсата, кг/сут; $M_к$ – молекулярная масса конденсата, кг/моль,

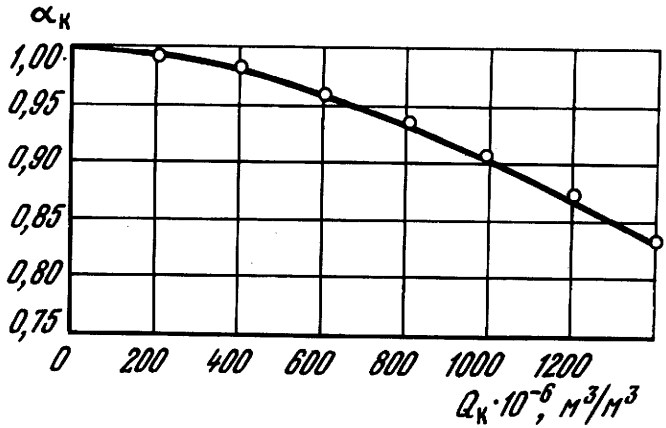


Рис. 69. Зависимость поправочного коэффициента $\alpha_к$ от содержания в газе конденсата при определении дебита неотсепарированного газа диафрагменными измерителями

определяемая для каждого месторождения лабораторным путем. Значение $M_к$ для конденсатов различных месторождений приведено в табл. 42; $T_{ст}$, $T_н$ – соответственно стандартная и нормальная температуры, К.

Если в пластовых условиях происходит выделение, накопление и частичный вынос конденсата, то обработка результатов испытания методом установившихся отборов проводится по формуле (137.4). Приведенная выше формула (177.3) пригодна, если через измеритель расхода газа проходит сухой, очищенный от жидкости газ.

Если через расходомер проходит газожидкостная смесь, не очищенная от жидкости, то величина расхода сухого газа определяется по формулам (177.3) и в [24], полученным для сухого газа, с поправочным коэффициентом на наличие конденсата в газе $\alpha_к$. Значение поправочного коэффициента $\alpha_к$ определяется в зависимости от содержания конденсата в газе по графику, показанному на рис. 69. Если отсутствует возможность определения количества жидкости, что часто имеет место при испытании поисковых и разведочных скважин, то следует оценить возможные погрешности, получаемые при определении расхода газожидкостной смеси с помощью дифманометров и ДИКТов. Для оценки погрешности измерения дебита газоконденсатной скважины используем результаты исследования скв. 5 Карачаганакского месторождения.

Пример. Определить дебит газоконденсатной смеси скв. 5 Карачаганакского месторождения на различных режимах работы при исходных данных, приведенных в табл. 43, 44, и по известному составу добываемой продукции.

$T_{пл}$ = 353 *K*, $P_{пл}$ = 58,63 МПа. Состав пластового газа в мол %: CH_4 – 67,9; C_2H_6 – 5,45; C_3H_8 – 2,53; *i*–C_4H_{10} – 0,36; *n*-C_4H_{10} – 0,69; C_5H_{12} – 0,34; C_6H_{14} – 13,06; N_2 – 0,6; CO_2 – 5,70; H_2S – 3,37.

Для определения расхода смеси необходимо вычислить исходные параметры смеси.

Определение относительной плотности смеси:

$$\bar{\rho}_{см} = \rho_{см} / \rho_{воз}.$$

Таблица 42

Значение $M_к$ для различных месторождений

Месторождение	$M_к$	Месторождение	$M_к$	Месторождение	$M_к$
Вуктыльское	128	Мастахское	121	Оренбургское	90
Газлинское	95	Майкопское	115	Карачаганакское	160
Березанское	115	Уренгойское	120		
Крестищенское	136	Шатлыкское	170		

Таблица 43

Исходные данные для определения дебита скв. 5

Номер режима	Диаметр диафрагмы d, 10^{-3} м	Время работы, на режиме t, с	Затрубное давление $P_{зат}$, МПа	Буферное давление $P_б$, МПа	Давление на ДИКТе $P_д$, МПа	Температура газа $T_г$, К
1	3	55 080	29,80	21,24	21,24	282
2	5	40 320	24,10	16,12	16,12	284
3	8	46 800	18,60	11,54	11,54	289
4	12	306 800	14,20	7,56	7,56	290

Таблица 44

Исходные данные по выходу конденсата в процессе испытания скв 5

Номер режима	Диаметр диафрагмы d, 10^{-3} м	Плотность конденсата $P_к$, кг/м3	Дебит газа дегазации $Q_{гд}$, тыс.м^3/сут	Дебит конденсата $Q_к$, м^3/сут		Содержание конденсата в газе $Q_к$, 10^{-6} м^3/м^3	
				сырого	стабильного	сырого	стабильного
1	3	811	4,6	41,7	31,5	1464	1105
2	5	809	10,2	92,6	70,4	1447	1100
3	8	805	16,6	150,6	115,2	1392	1065
4	12	810	21,5	195,3	159,6	1280	1046

Таблица 45

Расчет дебита отсепарированного газа при определении Z по двум параметрам – $P_{пр}$, $T_{пр}$

Номер режима	d, 10^{-3} м	$P_д$, МПа	$P_{пр}$	$T_д$, К	$T_{пр}$	C	Z	δ
1	3	21,24	4,24	282	1,301	1,681	0,67	1,340
2	5	16,12	3,22	284	1,31	4,802	0,62	1,230
3	8	11,54	2,30	289	1,33	12,052	0,65	1,115
4	12	7,56	1,51	290	1,33	27,677	0,75	1,035

Номер режима	$CP_д\delta$	$[\bar{\rho}ZT_д]^{0,5}$	Q, тыс. м^3/сут
1	47,843	11,681	40,96
2	95,212	11,277	84,43
3	155,0,74	11,647	133,14
4	216,561	12,533	172,79

Таблица 46

Расчет дебита отсепарированного газа при определении Z по трем параметрам – $P_{пр}$, $T_{пр}$ и ω ($\omega = 0{,}0379$)

Номер режима	$Z^{(0)}$	$Z^{(1)}$	$\omega Z^{(1)}$	Z	$Z\bar{\rho}T_д$	$[Z\bar{\rho}T_д]^{0,5}$	$CP_д\delta$	Q, тыс. м^3/сут
1	0,68	0,085	0,0032	0,683	139,08	11,79	47,843	40,58
2	0,64	0,160	0,0061	0,646	132,48	11,51	95,212	82,72
3	0,68	0,200	0,0076	0,687	143,37	11,97	155,074	129,55
4	0,78	0,150	0,0057	0,786	164,60	12,83	216,561	168,79

Таблица 47

Расчет расхода газоконденсатной смеси в газообразном состоянии

Номер режима	d, 10^{-3} м	Дебит стабильного конденсата, $м^3$/сут	$\rho_к$, кг/$м^3$	Дебит стабильного кондесата, кг/сут	$22{,}41\times$ $\times T_{ст}/M_к T_н$	$Q_{кг}$	$Q_{гд}$	$Q_{гс}$	$Q_{см}$
						тыс. $м^3$/сут			
1	3	31,5	811	25546,5	0,150	3,8	4,6	40,6	49,9
2	5	70,4	809	56953,6	0,150	8,5	10,2	82,7	101,4
3	8	121,0	810	98010,0	0,150	14,7	17,4	135,5	167,6
4	8	115,2	805	92736,0	0,150	13,9	16,6	129,5	160,0
5	12	159,6	810	129276,0	0,150	19,1	21,5	168,8	209,7

Примечание. $M_к = 160$; $T_{ст}/T_н = 1{,}0733$.

Относительная плотность при стандартных условиях определяется по формуле

$$\bar{\rho}_{см} = \rho_{см} / 1{,}205; \quad \rho_{см} = \sum x_i \rho_i.$$

Согласно заданному составу пластового газа, $\rho_{см} = 1{,}2351$ кг/$м^3$, а относительная плотность $\bar{\rho}_{см} = 1{,}2351/1{,}205 = 1{,}025$.

Критическое давление смеси определяется по формуле

$$\rho_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i P_{ki}.$$

Для заданного состава критическое давление будет $P_{кр} = 4{,}781$.

Критическая температура газа определяется по формуле

$$T_{пк} = \sum_{i=1}^{n} x_i T_{ki}.$$

Для заданного состава критическая температура будет $T_{кр} = 258{,}31$.

Состав отсепарированного газа, поступающего в измерительное устройство (в об. %):

CH_4 – 80,2; C_2H_6 – 5,9; C_3H_8 – 2,3; i-C_4H_{10} – 0,31; n-C_4H_{10} – 0,55; i-C_5H_{12} – 0,15; n-C_5H_{12} – 0,13; C_6H_{14} – 0,08; C_7H_{16} – 0,02; N_2 – 0,61; CO_2 – 6,59; H_2S – 3,14.

Абсолютная и относительная плотности этого газа будут

$\rho_{см} = 0{,}8702$; $\bar{\rho} = 0{,}722$.

Критические давление и температура газа данного состава будут

$P_{кр} = 5{,}01$ МПа, $T_{кр} = 217{,}3$ К.

Результаты расчетов дебитов по этим параметрам приведены в табл. 45, 46, где значение коэффициента сверхсжимаемости найдено из графиков по двум и трем параметрам согласно главе 2, так как в составе газа содержание тяжелых углеводородов и неуглеводородных компонентов превышает 10 об.%. Результаты расчетов Q и Z приведены в табл. 45, 46.

Для определения дебита смеси в газообразном состоянии подсчитано количество конденсата в газообразном состоянии. Результаты этих расчетов приведены в табл. 47.

Полученный таким образом дебит смеси на каждом режиме при учете возможности выделения жидких компонентов вблизи призабойной зоны может быть использован для определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений.

Глава 4

ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН ПРИ СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ

4.1. ПОДГОТОВКА И ПРОВЕДЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ

4.1.1. Подготовка к исследованию

Все скважины после завершения буровых работ, цементажа, перфорации и оборудования необходимыми забойными и устьевыми оборудованиями подлежат освоению, т.е. замене глинистого раствора водой, а затем продувке в атмосферу с постепенным переходом на работу с газом. Освоение скважины – это процесс, имеющий непосредственное отношение к предполагаемой методике испытания скважин и обработке полученных результатов. Режим освоения скважины должен быть выбран в зависимости от механических и фильтрационных свойств пласта, близости подошвенной или краевой воды, физических свойств бурового раствора, использованного при вскрытии продуктивного пласта, от возможности образования гидратов, песчаных или глинисто-песчаных пробок и от многих других факторов.

Дебит продувки, устьевое, затрубное и межколонное давления и температуры газа должны быть фиксированными. Фиксируется в обязательном порядке и продолжительность продувки с целью оценки потерь газа и конденсата в процессе продувки и для выбора методики обработки кривой восстановления давления, снятой при остановке после продувки. Продувка – освоение скважины существенно влияет на форму начального участка кривой восстановления давления. Продувка скважины без предварительно оцененного значения депрессии на пласт может привести, и достаточно часто приводит при продувке разведочных скважин на больших дебитах, к подтягиванию к скважине конуса подошвенной воды и к обводнению скважины. Продувка скважины без предварительной оценки режима эксплуатации скважины может привести к разрушению призабойной зоны и образованию глинисто-песчаных, песчаных пробок, а также к образованию гидратов в призабойной зоне пласта и в стволе скважины. Поэтому перед продувкой скважины следует детально ознакомиться с геолого-физическими, термобарическими данными скважины. В соответствии с ожидаемыми дебитами следует выбрать конструкцию забойного и устьевого оборудования, диаметр и глубины спуска фонтанных труб, диаметр диафрагмы, исходя из ожидаемого устьевого давления.

Для качественной продувки скважины следует пользоваться многоцикловым методом освоения скважин, который заключается в следующем: сначала устанавливается диафрагма (штуцер) небольшого диаметра. Постепенно увеличивая диаметр диафрагмы, снимают 4–5 точек. Затем диаметр диафрагмы уменьшают до начального, установленного при прямом ходе, и при этом также снимают 4–5 точек в обратном порядке. Как правило, в процессе продувки делают 2–3 цикла, затрачивая на каждый режим 1800–2400 с. Цель многоцикловой продувки заключается в очищении и контроле за состоянием призабойной зоны путем сопоставления кривых зависимостей депрессии на пласт от дебита. Если эти кривые совпадут, то это означает, что процесс продувки можно закончить. При этом все побочные факторы, которые, в свою очередь, могут быть причиной совпадения кривых зависимостей дебит–депрессия, должны быть учтены. Конец продувки должен быть контролирован по выходу примесей вместе с потоком газа. Если в продукции скважины прекратился вынос твердых и жидких

примесей, при этом выход конденсата и конденсационной воды не следует считать жидкой примесью, то это означает, что очищение ствола скважины и призабойной зоны закончилось.

Подготовка скважины к газогидродинамическому исследованию ведется в зависимости от назначения исследования (первичное, текущее, специальное) и объема требуемой информации; от геологических особенностей залежи, состава и количества ожидаемого газа, воды и конденсата, твердых примесей; от возможности образования гидратов, устойчивости продуктивного пласта; от конструкции скважины и применяемых глубинных приборов; от степени освоения месторождения, т.е. от наличия наземных коммуникаций по сбору и осушке газа, и др.

Устье скважины, не подключенной к промысловому газосборному пункту перед газогидродинамическим исследованием, оборудуется лубрикатором, образцовыми манометрами, сепаратором, измерителем расхода, термометрами и выкидной линией для факела. Общая схема оборудования устья скважины для газогидродинамических исследований с выпуском газа через факел в атмосферу показана на рис. 1. В зависимости от намеченной программы возможны некоторые изменения отдельных узлов этой схемы. В частности, если предполагается проведение глубинной дебитометрии, шумометрии или измерения забойного давления и температуры приборами с дистанционной регистрацией измеряемых величин, то вместо обычного лубрикатора устанавливается лубрикатор для спуска приборов на кабеле.

Если в добываемом газе не ожидается значительного количества влаги и нет необходимости спуска глубинных приборов для определения забойного и пластового давления, то эти давления определяются расчетным путем по устьевым замерам давления. В этом случае нет необходимости оборудовать устье скважины лубрикатором. Как правило, названный случай на практике встречается на неглубоких газовых месторождениях, небольших глубинах пласта, при отсутствии подошвенной воды, отсутствии условий образования жидкостной или песчаной пробки, при незначительном содержании тяжелых компонентов углеводородов в составе пластового газа и др.

Наиболее распространенная схема обвязки устья скважин, подключенных к промысловому газосборному пункту, предусматривает индивидуальное испытание каждой из них. Такая схема обвязки требует оборудования устья скважины лубрикатором, образцовыми манометрами, термометрами и подключения исследуемой скважины к линии испытания. Расход газа определяется по данным расходомера, установленного на линии испытания. Для проведения исследования вход в общий коллектор *1* закрывается задвижкой *а* и на линии испытания *2* открывается задвижка *б* (рис. 2). На обустроенных и введенных в разработку месторождениях необходимость подачи ингибитора в скважину предусматривается проектом разработки, и поэтому сооружать звено по подаче ингибитора не следует. Нужно максимально использовать возможность испытания скважин с подачей газа в газопровод, что позволяет избежать потери газа при испытании и охранять окружающую среду от загрязнения природным газом.

Однако при испытании скважин с выпуском газа в газопровод разница между пластовым и устьевым после сепаратора давлениями должна компенсировать потери давления при движении газа в пласте до забоя по стволу скважины, а также потери в сепараторе, шлейфе, коллекторе на всех 5–8 режимах, предусмотренных инструкцией по исследованию скважин. В некоторых случаях, когда скважины вскрывают пласты с низким давлением, и практически на всех месторождениях на завершающей стадии их разработки исследования с выпуском газа в газопровод встречают определенные трудности. Эти трудности связаны с тем, что небольшая разница между устьевым давлением после сепаратора и давлением в газопроводе ограничивает число режимов исследования. С целью обеспечения достаточного диапазона изменения устьевого давления на общей схеме оборудования скважины, подключенной к газосборному пункту, предусмотрена факельная линия для проведения части исследований с выпуском газа в атмосферу.

4.1.2. Проведение исследования

Задачи исследования газовых и газоконденсатных скважин при стационарных режимах фильтрации изложены в п. 1.1. Однако перечень параметров и зависимостей, который может быть определен методом установившихся отборов, выполняется при первичном или комплексном исследовании скважин. В ряде случаев только часть параметров определяется по результатам испытания при стационарных режимах фильтрации. Исследование скважины при стационарных режимах проводится по заранее составленной программе работ. Объем исследований, который предусмотрен программой, устанавливается на основании проектных решений или исходя из проведенных ремонтно-профилактических и интенсификационных работ. В соответствии с программой исследования и в зависимости от обустройства промысла подготавливаются соответствующие приборы, оборудования и инструмент. Их монтируют на скважине по схемам, показанным на рис. 1, 2.

Перед исследованием скважины методом установившихся отборов необходимо ознакомиться с геолого-промысловыми материалами по данной скважине и месторождению. Если процессы восстановления и стабилизации давления, дебита и забойного давления продолжаются несколько часов и более, то следует выбрать ускоренные методы испытания скважины. Перед началом исследования давление на устье скважины должно быть статическим $P_{ст}$. Исследование нужно начинать с меньшего дебита и наращивать его от режима к режиму – прямой ход. После фиксирования статического давления скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом и дожидаться полной стабилизации забойного устьевого давления и дебита. Забой скважины при испытании ее методом установившихся отборов должен быть чистым, или, если имеется какой-то столб жидкости или песчаная пробка, желательно, чтобы высота их оставалась неизменной. В противном случае коэффициенты сопротивления, определяемые по результатам испытания, будут переменными от режима к режиму, что приводит к сильному искажению индикаторной линии.

Значения забойных давлений, дебита и температуры должны быть фиксированы после полной стабилизации давления и дебита. Условия стабилизации оцениваются постоянством показаний приборов, используемых для измерения давления, перепада давлений на расходомере и температуры во времени. После снятия этих показаний на первом режиме – диафрагме (штуцере) скважину закрывают для восстановления давления до статического. Процессы пуска скважины и стабилизации давления и дебита при этом, работа скважины на установившемся режиме, восстановления давления после закрытия скважины на данной диафрагме (штуцере) составляют один режим работы скважины.

Характер изменения давления на одном режиме с полной стабилизацией забойного устьевого давления и дебита, работой на режиме и с полным восстановлением давления после закрытия скважины показан на рис. 70. Процесс перераспределения давления в пласте, или, как принято называть этот процесс, стабилизация давления и дебита после пуска, зависит от фильтрационных и емкостных параметров пористой среды и насыщающих ее жидкостей и газов. Используя эту зависимость, можно определить параметры пласта. Поэтому при исследовании скважины следует фиксировать статическое давление перед пуском скважины, процесс стабилизации давления и дебита, параметры скважины при работе после стабилизации давления, дебита и температуры и процесс восстановления давления после закрытия. Этот комплекс информации при соответствующей обработке позволяет определить большое число фильтрационных, емкостных и технических характеристик пласта и ствола скважины.

После достижения $P_{ст}$ скважину пускают в работу на новом режиме, отличающемся от первого бóльшим дебитом и меньшим забойным давлением. На втором режиме, так же как и на первом, регистрируются процессы стабилизации забойного давления и

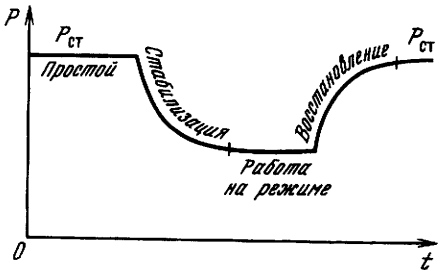


Рис. 70. Характер изменения давления при исследовании скважины на одном режиме

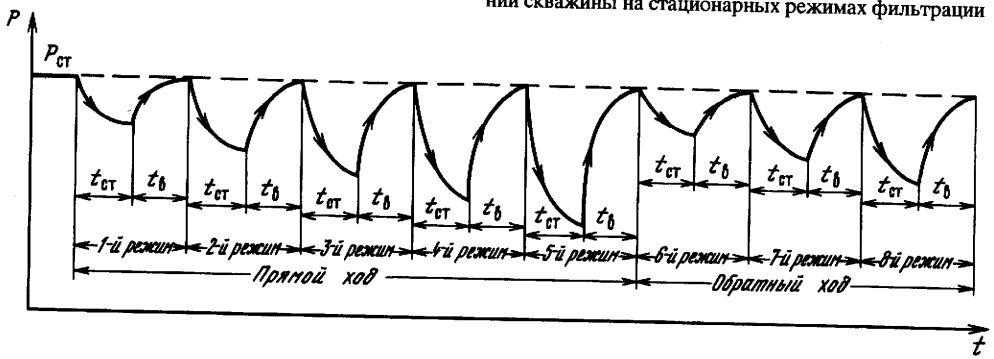


Рис. 71. Характер изменения давления при исследовании скважины на стационарных режимах фильтрации

дебита, параметры после стабилизации режима и процесс восстановления давления до достижения $P_{ст}$. Таким же образом снимаются показания давления, дебита и температуры на всех 5–8 режимах (рис. 71). Таким образом, если приступаем к исследованию скважин методом установившихся отборов на 8 режимах, то это означает, что имеем 8 кривых стабилизации давления и дебита, 8 значений установившихся различных по величине забойных давлений и дебитов, 8 кривых восстановления давления. Обработка этих данных позволяет определить режим работы скважины; коэффициенты фильтрационных сопротивлений тремя способами – по индикаторной кривой, по кривым стабилизации давления и дебита и по сочетанию забойных давлений и дебитов без использования пластового давления; проводимость тремя методами; ухудшения или улучшения параметров призабойной зоны; пьезопроводность пласта; наличие экранов и ухудшений параметров пласта за пределами призабойной зоны; емкостные параметры пласта; приведенный радиус скважины и др.

При исследовании скважин методом установившихся отборов необходимо: соблюдать условия стабилизации и восстановления давления; наблюдать за давлением в межколонном пространстве; замерять давление, температуру, дебит газа, воды, конденсата; определять количество твердых примесей. При наличии жидкости в потоке газа желательно, чтобы один из режимов обратного хода был с наименьшим дебитом. Такой контрольный режим позволит определить наличие жидкости на забое, вынос которой был затруднен при прямом ходе в начале испытания скважины заданной конструкции. При наличи пакера в затрубном пространстве и значительного количества влаги в потоке газа, определение забойного давления по давлению на устье приводит к существенным погрешностям. В этом случае следует пользоваться глубинными приборами с местной или дистанционной регистрацией забойного давления на различных режимах. Если забойное оборудование и коррозионно-активные компоненты затрудняют измерение забойного давления глубинными манометрами, то следует в зависимости от количества жидкости и газа, конструкции скважины, коэффициента сопротивления труб и структуры потока вывести эмпирическую формулу для достаточно точного определения забойного давления таких скважин.

Если скважина, в которой будут выполнены исследования, работала перед началом испытания, то ее следует закрыть и дождаться полного восстановления давления.

4.2. ФИЗИЧЕСКАЯ СУЩНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА

Абсолютно установившегося режима фильтрации газа и газоконденсатной смеси в пласте не существует, так как объемы газовых и газоконденсатных месторождений и запасы газа и конденсата имеют конечные размеры. Однако при определенной условности фильтрацию газа можно считать стационарной. В реальных условиях за стационарный приток газа к скважине можно принять такой нестационарный приток, при котором изменение давлений и дебита в течение определенного промежутка времени существующими наиболее точными приборами не фиксируется. Поэтому в промысловых условиях стационарным режимом фильтрации считается такой, когда измеряемый параметр "перестает" изменяться. Естественно, что промежуток времени, в течение которого измеряемый параметр остается постоянным, несоизмеримо меньше времени истощения залежи. При испытании газовых и газоконденсатных скважин при стационарных режимах фильтрации методом установившихся отборов считают, что постоянство измеряемых параметров наступает тогда, когда в течение времени Δt давление, дебит и температура изменяются меньше, чем предел погрешности измерительных приборов δ. Особенно это условие касается изменения давления и дебита, так как в расчетах разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных пластов и скважин эти параметры используются непосредственно, а температура газа путем перевода в градусы Кельвина. Из приведенного выше условия следует, что

$$\Delta P/\Delta t \leqslant \delta, \tag{1.4}$$

где ΔP – изменение давления за промежуток времени Δt; δ – предел погрешности применяемых приборов.

В данном случае стационарность режима фильтрации привязана к точности прибора. В целом если вместо ΔP, измеряемого обычно образцовым манометром, использовать водяные дифманометры, то величина δ может быть весьма незначительной, и поэтому дожидаться соблюдения условия (1.4) было бы нецелесообразным, так как при определении параметров пласта и скважины и при прогнозировании основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений используется ряд данных с весьма низкой точностью.

Исследования показали, что стабилизация процесса распределения наступает при условии $R = 0{,}5\,R_к$. Время стабилизации процесса при этом можно определить по формуле

$$t_{ст} = CR_к^2 m\mu/kP_{пл} \text{ или } t_{ст} = CR_к^2 \varkappa, \tag{2.4}$$

где C – числовой коэффициент, изменяющийся в пределах 0,122–0,350 в зависимости от принятых условий задачи; $R_к$ – радиус контура питания; $t_{ст}$ – время, необходимое для стабилизации давления; m – пористость; μ – коэффициент вязкости газа; $\varkappa$ – коэффициент пьезопроводности; k – коэффициент проницаемости пласта; $P_{пл}$ – пластовое давление.

Из формулы (2.4) следует, что, чем больше коэффициент проницаемости, тем меньше время, необходимое для стабилизации режима, и, чем больше вязкость газа, тем выше время стабилизации.

Для линейного закона плоскорадиальная стационарная изотермическая фильтрация газа в пористой среде описывается формулой

$$Q = a(P_{пл}^2 - P_з^2), \tag{3.4}$$

где

$$a = \pi khT_{ст}/\mu z P_{ст} T_{пл} \ln R_к/R_с \tag{4.4}$$

(a – коэффициент продуктивности пласта – часто используемое понятие в практике

разработки нефтяных месторождений; Q – дебит газа при стандартных условиях; h – толщина пласта; $T_{пл}$, $T_{ст}$ – пластовая и стандартная температуры; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа; $P_з$ – забойное давление; $R_с$ – радиус скважины; $R_к$ – радиус контура питания).

При обработке результатов исследования используют различные радиусы: скважины, контура питания или круговой непроницаемой границы, приведенные радиусы скважины и внешних границ возмущенной области, условные, дренажа и др. Погрешность при определении $R_к$ и $R_с$ связана с гидродинамическим несовершенством скважины, изменением геометрии забоя в процессе эксплуатации, неизвестной формой границы дренируемой зоны, неоднородностью пласта, продолжительностью работы скважины до испытания и в процессе исследования, с разнодебитностью скважин и др.

При практических расчетах значение $R_с$ берется по радиусу долота, которым вскрывался продуктивный пласт. Для недеформируемых коллекторов, эксплуатируемых скважинами с открытым забоем, величина $R_с$ по долоту соответствует истинному радиусу скважины.

Если скважина несовершенна по степени и характеру вскрытия, то $R_с$ в формуле (4.4) надо заменить приведенным радиусом скважины $R_{с.пр} = R_с\, e^{-(C_1+C_2)}$, что эквивалентно замене несовершенной скважины совершенной с радиусом $R_{с.пр}$, меньшим, чем $R_с$. Для определения $R_{с.пр}$ необходимо знать коэффициенты несовершенства по степени C_1 и по характеру вскрытия C_2.

Если в процессе эксплуатации скважины происходит разрушение пласта и вынос частиц на поверхность, то текущий радиус скважины $R_{ст}$ можно оценить по формуле

$$R_{ст} = \sqrt{\frac{0{,}165}{(1-m)h_{вс.э}}\left(\frac{\varphi \Sigma Q}{100} + \frac{\pi D^2 H_п}{4}\right) + R_с^2}, \qquad (5.4)$$

где $h_{вс.э}$ – вскрытая эффективная толщина, м; φ – средняя концентрация песка в газе, %; ΣQ – суммарный отбор газа за рассматриваемый отрезок времени, м^3; m – коэффициент пористости пласта; D – диаметр колонны, м; $H_п$ – суммарная мощность песчаных пробок за рассматриваемой отрезок времени.

Для получения простых расчетных формул внешняя граница влияния работы скважины принимается в виде окружности радиусом $R_к$. Погрешность при замене фактического контура влияния скважины эквивалентной окружностью радиусом $R_к$ не очень велика.

Так, например, при замене $R_к$ = 750 м на $R_к$ = 250 и 500 м коэффициент a изменяется на 12 и 4,5% соответственно. Как правило, $R_к$ определяют как половину расстояния между исследуемой и соседними скважинами по формуле $R_к = \frac{1}{2n}\sum_{i=1}^{n} l_i$ (где n – число соседних скважин; l_i – расстояние между i-й соседней и исследуемой скважинами) без учета неоднородности пласта, производительности (депрессии), расположения соседних скважин, а также продолжительности работы до начала и в процессе исследования соседних и испытываемой скважины и др.

При пуске каждой скважины вокруг нее образуется непрерывно растущая область распределения давления, имеющая форму логарифмических кривых, начало которых расположено у стенки возмущающей скважины, а конец с течением времени удаляется от нее. Внешняя граница возмущенной области служит контуром питания на данный момент времени с начальным пластовым давлением и называется приведенным радиусом влияния $R_{пр}$, который для стационарных задач заменяется на $R_к$. В однородном пласте область влияния одиночной скважины имеет форму круга. При

одновременной работе с одинаковым постоянным дебитом равномерно расположенных в однородном пласте скважин образуется установившаяся область влияния, которую можно заменить эквивалентным кругом радиусом $R_к$.

Если испытывается скважина, расположенная на неразбуренной площади, или скважина, которая окружена остановленными скважинами, в которых забойные давления восстановлены полностью, то при обработке результатов исследования испытываемой скважины величина $R_к$ заменяется на $R_{пр}$ и определяется по формуле

$$R_{пр} = R_с + 1{,}772\sqrt{\varkappa t}, \tag{6.4}$$

где t – продолжительность работы исследуемой скважины на данном режиме, с; $\varkappa = kP_{пл}/m\mu$ – коэффициент пьезопроводности пласта (проводимости давления), характеризующий тип перераспределения давления, м^2/с; k – коэффициент проницаемости, мкм^2; m – пористость пласта; μ – коэффициент динамической вязкости, мПас. Значение m можно оценить по результатам промыслово-геофизических и лабораторных исследований.

Этот способ определения радиуса границы возмущенной зоны не учитывает дебит скважины.

Условным радиусом $R_{ус}$ называется расстояние от скважины до точки пласта, в которой в данный момент достигнуто заранее заданное отношение текущего пластового давления к начальному. Установлено, что $R_{ус}$ изменяется прямо пропорционально корню квадратному из пьезопроводности пласта $\varkappa$ и промежутка времени t, отсчитываемого с момента пуска скважины.

Условный радиус влияния скважины (в м) можно оценить по формуле

(7.4)

$$R_{ус} = \sqrt{\frac{\varkappa t}{0{,}135(1-\delta^2)\dfrac{khP_н^2}{0{,}01026\mu P_{ат}Q} + 0{,}67}},$$

где $P_н$, $P_{ат}$ – соответственно начальное пластовое и атмосферное давления, МПа; Q – дебит газа, тыс.м^3/сут; t – время работы, с; $\delta = P_т/P_н$ – наперед заданное условное отношение текущего и начального пластового давлений.

Так как

$$\frac{P_{пл}^2 - P_з^2}{2P_{ат}} = \frac{(P_{пл} - P_з)(P_{пл} + P_з)}{2P_{ат}}, \tag{8.4}$$

вместо формулы (3.4) можно использовать приведенный к среднему давлению дебит $\bar{Q}$ газовой скважины и представить формулу (3.4) в виде, аналогичном зависимости дебита жидкости от депрессии на пласт, т.е. в виде формулы

$$\bar{Q} = \frac{2P_{ат}ZT_{ст}Q}{T_{пл}(P_{пл} + P_з)} = \frac{2\pi kh}{\mu}\frac{P_{пл} - P_з}{\ln R_к / R_с}. \tag{9.4}$$

При расчетах основных показателей разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, а также параметров пласта формулы (3.4) и (9.4) не используются, так как вследствие значительного объема газа, притекающего к скважине, скорость фильтрации в призабойной зоне резко возрастает. При больших скоростях газа линейный закон фильтрации нарушается.

Исследования показали, что при фильтрации газа по линейному закону связь между коэффициентом сопротивления λ и числом Рейнольдса Re приближенно может быть выражена формулой

$$\lambda = 11{,}314/\mathrm{Re}, \tag{10.4}$$

а в области существования нелинейного закона фильтрации газа эта связь имеет вид

$$\lambda = \frac{0,22\,\mathrm{Re} + 11,0}{\mathrm{Re} - 0,19\,\mathrm{Re}^{1,18}}. \qquad (11.4)$$

Оценка величины Re, при котором начинается нелинейный закон фильтрации для различных пористых сред, показала, что нарушение линейного закона происходит в интервале Re = 0,02–12. Если принять, что критическое число Рейнольдса, при котором происходит нарушение линейного закона, равно Re ≈ 0,3, а это число чаще всего встречается у всех исследователей, то критическая скорость фильтрации, при которой происходит отклонение от линейного закона, будет определяться формулой

$$V_к = 0,053\mu m^{1,5} / \rho k^{1/2}, \qquad (12.4)$$

где m и k – соответственно коэффициенты пористости и проницаемости пласта; μ – вязкость газа; ρ – плотность газа.

В целом отклонение закона фильтрации газа от линейного обусловлено физическими свойствами газа и пористой среды, а также режимом эксплуатации скважин. Исследования, посвященные фильтрации газа в пористой среде, показали, что формулы (3.4) и (9.4) для обработки результатов исследования скважин при стационарных режимах фильтрации газа неприемлемы. В связи с этим на первом этапе развития методов исследования газовых скважин в формулу (3.4) была введена поправка на характер закона фильтрации n и рекомендована степенная формула вида

$$Q = a(P_{пл}^2 - P_з^2)^n, \qquad (13.4)$$

где показатель n изменяется в пределах 0,5–1,0, что означало при $n = 1$ существование закона Дарси, а при $n = 0,5$ квадратичного закона сопротивления. Эта формула получила широкое распространение в 1930–1950 гг. в США и некоторых других странах при исследовании скважин методом установившихся отборов. Обработанная в логарифмических координатах формула (13.4)

$$\lg Q = \lg a + n \lg(P_{пл}^2 - P_з^2) \qquad (14.4)$$

позволяла определить коэффициент продуктивности пласта и показатель степени n. Однако такая обработка не позволяла установить влияние различных факторов на показатель степени n и на продуктивность пласта скважины. В СССР с 1951 г. приток газа к скважине при стационарных режимах описывается двучленным законом сопротивления. Этот закон является общим и справедлив для жидкости и газа во всем диапазоне изменения числа Рейнольдса и в определенных областях изменения скорости переходит в закон Дарси и квадратичный закон.

С помощью математической статистики доказано, что двучленный закон сопротивления существует при любых скоростях, только доли слагаемых сопротивлений на трение и на инерционный член при различных скоростях разные. При этом, чем меньше скорость фильтрации, тем меньше доля инерционного сопротивления. Уравнение притока газа при нелинейном двучленном законе фильтрации газа к скважине имеет вид

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = aQ + bQ^2, \qquad (15.4)$$

где a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от несовершенства скважины, геометрии зоны дренирования, параметров пласта и свойств газа и определяемые по формулам

$$a = \frac{\mu(P,T)Z(P,T)P_{ат}T_{пл}}{\pi k(P)hT_{ст}}\left[\ln\frac{R_k}{R_c} + C_1 + C_2\right], \qquad (16.4)$$

$$b = \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z(P,T) T_{пл}}{2\pi^2 l h^2 T_{ст}} \left[1/R_c - 1/R_к + C_3 + C_4\right], \quad (17.4)$$

где $\mu(P, T)$, $Z(P, T)$ – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа, зависящие от давления и температуры газа. В области фильтрации газа от контура питания до забоя скважины давление меняется от $P_{пл}$ до $P_з$, а температура от $T_{пл}$ до $T_з$. При небольших депрессиях на пласт изменениями μ и Z от давления и температуры можно пренебречь. Если забойное давление отличается от пластового существенно, т.е. в несколько МПа, то влияние давления на μ и Z будет значительным. Изменение температуры газа от контура до забоя и ее влияние на μ и Z несущественны. Поэтому, как правило, учитывают только влияние давления на реальные свойства газа. От изменения давления зависят, в особенности в трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах, проницаемость пласта k и коэффициент макрошероховатости l. Параметры пласта k и l меньше подвержены изменениям от давления, чем свойства газа. Поэтому в большинстве случаев считается, что k и l от давления не зависят; C_1 и C_3 – коэффициенты несовершенства по степени вскрытия пласта; C_2 и C_4 – коэффициенты несовершенства по характеру вскрытия; h – толщина пласта; $R_к$, R_c – радиусы контура питания и скважины. Если скважина совершенна по степени и характеру вскрытия, то C_1, C_2, C_3 и C_4 равны нулю, если пренебречь изменениями μ, Z, k и l от давления, что вполне оправдано при небольших депрессиях на пласт (в пределах $\Delta P \leqslant 2{,}0$ МПа), то коэффициенты a и b определяются по формулам

$$a = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \ln R_к / R_c \quad и \quad b = \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл}}{2\pi^2 l h^2 T_{ст}} \left[1/R_c - 1/R_к\right]. \quad (18.4)$$

Следует отметить, что коэффициенты несовершенства C_2 и C_4 могут быть приняты равными нулю, если число отверстий, созданных пулевыми перфораторами превышает 10, а кумулятивными больше или равно 5. Коэффициенты несовершенства по степени вскрытия определяются по формулам

$$C_1 = \frac{1}{\bar{h}} \ln \bar{h} + \frac{1-\bar{h}}{\bar{h}} \ln \frac{\delta}{\bar{R}_c} \quad и \quad C_3 = 1/\bar{h}, \quad (19.4)$$

где $\bar{h}$ – относительное вскрытие пласта, определяемое по формуле

$$\bar{h} = h_{вс}/h, \quad (20.4)$$

где $h_{вс}$ – вскрытая толщина пласта; $\delta = 1{,}6(1 - \bar{h}^2)$; $\bar{R}_c = R_c/h$ – относительный радиус скважины.

Приведенная формула (19.4) для определения C_1 и C_3 получена для скважины, вскрывшей однопластовую изотропную залежь. На практике однородных пластов практически нет. Для многопластовых неоднородных месторождений без непроницаемых перемычек между пропластками при неполном вскрытии не получены простые расчетные формулы для определения коэффициентов несовершенства по степени вскрытия C_1 и C_3. Приближенно значения C_1 и C_3 могут быть определены для схем вскрытия, показанных на рис. 72. В зависимости от толщины вскрытия для двухпластовой залежи возможны три случая:

а) $h_{вс} < h_1$ – при этом оба пропластка работают как несовершенные;

б) $h_{вс} = h_1$ – при этом первый пласт работает как совершенный, а второй как несовершенный;

в) $h_{вс} > h_1$ – при этом первый пласт работает как совершенный, а второй – как несовершенный.

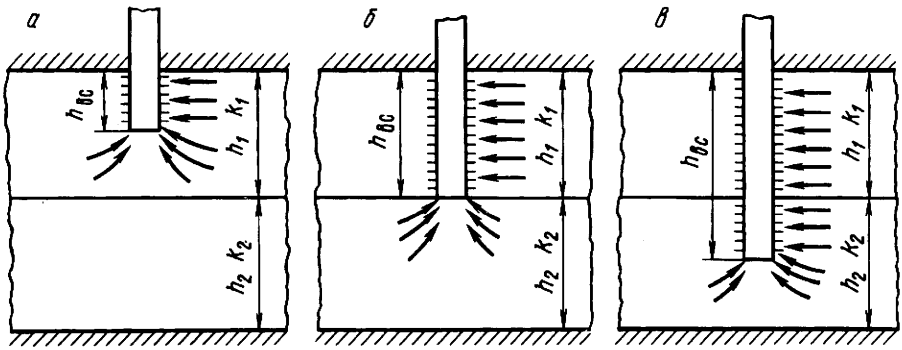


Рис. 72. Схемы вскрытия двухпластовой и гидродинамически связанной залежи

а – частично вскрыт только верхний пропласток; *б* – полностью вскрыт верхний пропласток; *в* – полностью вскрыт верхний и частично нижний пропласток

Пояснение см. в тексте

В первом случае коэффициенты C_1 и C_3 при допущении, что $l_1 = l_2 = l$, определяются по формулам

$$C_1 = \ln \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2 (1 - R_c / R_к)}{k_1 h_1}, \quad C_3 \frac{(h_1 + h_2)^2}{h_2} \left[\frac{1}{h_1} - \frac{1}{h_1 + h_2 (1 - R_c / R_к)} \right]. \tag{21.4}$$

Во втором случае коэффициенты C_1 и C_3 при предположении, что $l_1 = l_2 = l$, определяются по формулам

$$C_1 = \ln \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2 (1 - R_c / R_к)}{k_1 h_1} + \frac{k_{ср}}{k_1} \ln \left[\frac{(1 - \bar{h})(h_1 + h_2)}{h_2 h_{вс} / (h_1 + h_2)} - \frac{(1 - h_{вс}) / (h_1 + h_2)}{h_{вс} / (h_1 + h_2)} \right], \tag{22.4}$$

$$C_3 = \frac{h_1 + h_2}{(1 - h_{вс}) / (h_1 + h_2)} \left[\frac{1}{h_1} - \frac{1}{h_1 + h_2 (1 - R_c / R_к)} \right] +$$

$$+ \frac{1}{h_{вс} / (h_1 + h_2)} - \frac{h_2}{h_1 [1 - h_{вс} / (h_1 + h_2)]}, \tag{23.4}$$

где $k_{ср} = (k_1 h_1 + k_2 h_2)/(h_1 + h_2)$.

В третьем случае при $l_1 = l_2 = l$ коэффициенты C_1 и C_3 будут определяться формулами

$$C_1 = \ln \frac{k_{ср} - k_2 [1 - h_{вс} / (h_1 + h_2)] R_c / R_к}{k_{ср} - k_2 [1 - h_{вс} / (h_1 + h_2)]},$$

$$C_3 = \frac{1}{h_{вс} / (h_1 + h_2)} - \frac{1}{R_к / R_c - [1 - h_{вс} / (h_1 + h_2)]}. \tag{24.4}$$

Если вместо двух пластов будет несколько пропластков, то использование этих формул может дать большие погрешности.

Коэффициенты C_2 и C_4 зависят от числа отверстий, типа перфорации, от геометрических размеров перфорационных каналов, от прочностных и фильтрационных характеристик пористой среды. На величины C_2 и C_4 влияют разрушение призабойной зоны с выносом твердых частиц, интенсификационные работы, проводимые в призабойной зоне. Точной методики для определения C_2 и C_4 нет, что связано с отсутствием достоверной информации о числе и размерах перфорационных каналов. Для неустойчивых пористых сред размеры каналов значительно изменяются в результате разрушения

призабойной зоны. Установлено, что при суммарной площади перфорационных каналов более 4% общей поверхности фильтрации у стенки скважины C_2 и C_4 практически равны нулю. При предположении, что за цементным камнем у каждого отверстия образуется полусфера радиусом R_0, величины C_2 и C_4 могут быть весьма приближенно оценены по формулам

$$C_2 = h/nR_0 \text{ и } C_4 = h^2/3n^2R_0^3. \tag{25.4}$$

где n – число отверстий; h – толщина пласта, м; R_0 – радиус условно принимаемой полусферы, $R_0 \approx 0{,}03$ м.

Коэффициенты $C_1 - C_4$ для изотропных пластов зависят только от размеров скважины и перфорационных каналов. Многочисленные исследования образцов породы показывают, что проницаемости пластов в различных направлениях различаются, что связано с процессом осадконакопления и образования продуктивных пластов. Причем, как правило, вертикальная проницаемость меньше горизонтальной. Поэтому анизотропия приводит к росту коэффициентов несовершенства. Следовательно, в сильно анозотропных пластах степень вскрытия пласта должна быть максимальной, т.е. $\bar{h}$ должна быть ближе к единице.

В настоящее время отсутствуют достаточно простые и точные аналитические методы определения параметра анизотропии. Наиболее точным и надежным методом определения анизотропии является метод изучения образцов пород, отбираемых в процессе бурения скважин. Однако существующие установки позволяют определить проницаемость только в вертикальном или только в горизонтальном направлении. Это условие, связанное с особенностями применяемых установок, требует изготовления образцов породы по направлению отбора керна или перпендикулярно к направлению отбора. Однако в ГАНГ им. И.М. Губкина имеется оригинальная и практически единственная установка, позволяющая определить проницаемость образца по окружности под любым углом. Единственным условием при этом является изготовление образца строго перпендикулярно к направлению отбора керна. Полученный таким образом образец вставляется в резиновый манжет. Торцы образца покрываются смолой, и образец монтируется во вращаемый блок и устанавливается в камеру кернодержателя. Поступление газа и фильтрация происходят через специальный канал вдоль образца между образцом и резиновым манжетом. Остальная часть манжета подвергается внешнему обжиму. Фиксатор отмечает положение образца, а затем на этом положении снимается индикаторная прямая. Полученные результаты обрабатываются в координатах $\Delta P^2/Q$ от Q, и определяется коэффициент сопротивления a, равный

$$a_\alpha = 2\mu Z P_{ат} T_{пл} L/F k_\alpha T_{ст}, \tag{26.4}$$

где L – длина образца; F – поверхность фильтрации; k_α – проницаемость в фиксированном направлении. Повторяя аналогичные операции и в других направлениях, строят зависимость $\kappa = \dfrac{a_\alpha}{a_г} = \dfrac{k_\alpha}{k_г}$ от положения образца по отношению к напластованию. На рис. 73 показан характер изменения κ для образца из Шебелинского месторождения. Детальную информацию по установке и методике работы на ней можно получить на кафедре РЭГГМ ГАНГ им. И.М. Губкина.

Для равномерно анизотропных пластов, горизонтальная и вертикальная проницаемости которых отличаются друг от друга, коэффициенты фильтрационного сопротивления несовершенной по степени вскрытия скважины определяются по формулам

$$a_н = \frac{a^*}{\nu} \ln \frac{\bar{R}^\nu - x}{\bar{h}}, \quad b_н = b^* \frac{\ln \dfrac{\bar{R}^\nu - x}{\bar{h}}}{\bar{h}\nu \ln \bar{R}}, \tag{27.4}$$

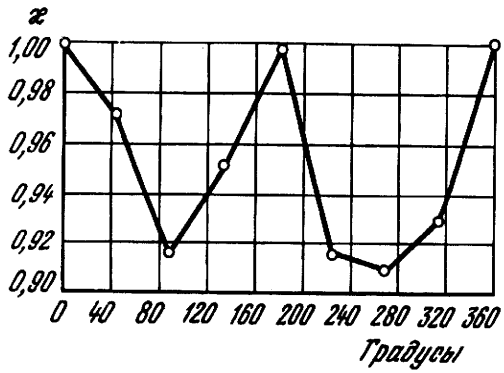


Рис. 73. Зависимость параметра анизотропии $\kappa = K_в/K_г$ от угла поворота образца по отношению к напластованию практически изотропного пласта

где

$$a^* = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}},\quad b^* = \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл}}{2\pi^2 e h^2 T_{ст}}, \qquad (28.4)$$

$\nu = (k_в/k_г)^{0,5}$ – параметр анизотропии; $k_в$, $k_г$ – соответственно вертикальная и горизонтальная проницаемости; $x = 1 - \bar{h}$; $\bar{R} = R_к/R_с$ – безразмерный радиус. Коэффициенты несовершенства C_1 и C_3 скважин, вскрывших анизотропные пласты, определяются по формулам

$$C_1 = \frac{1}{\nu}\ln\frac{\bar{R}^{\nu} - x}{\bar{h}} - \ln\bar{R},\quad C_3 = \frac{C_1 + \ln\bar{R}}{\bar{h}\ln\bar{R}}. \qquad (29.4)$$

При применении к исследованию скважин двучленного закона сопротивления возникает необходимость определить значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений по результатам испытания газовых скважин. Были предложены графический и аналитический методы определения этих коэффициентов. В настоящее время эти методы получили широкое применение в практике исследования газовых и газоконденсатных скважин в России и во многих странах мира.

4.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ *a* И *b*

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений характеризуют физические свойства газа, фильтрационные свойства пористой среды и геометрические параметры фильтрации. Значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений используются при проектировании и анализе разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений зависят от:

– состава газа, фазовых переходов в процессах испытания и эксплуатации скважин, свойств газа и газоконденсатной смеси;

– законов фильтрации;

– механических, емкостных и фильтрационных свойств пористой среды, анизотропии пласта;

– продолжительности процесса испытания на отдельных режимах;

– термобарических параметров пористой среды и газа;

– конструкции скважины и степени совершенства вскрытия пласта;

– качества вскрытия продуктивного разреза, промывочного раствора и проведения ремонтно-профилактических работ в скважине;

– величины газонасыщенности (газонефтенасыщенности при наличии нефтяной оторочки) пласта и других факторов и параметров.

Все параметры, входящие в формулы для определения коэффициентов *a* и *b* (а к ним относятся: коэффициенты вязкости, сверхсжимаемости, проницаемости, макрошероховатости, плотность газа, температура, радиусы контура питания и скважины, коэффициенты несовершенства и неоднородности), зависят от давления, продолжительности испытания, насыщенности пористой среды газом и водой, наличия соседних скважин и расстояния до них, величины депрессии на пласт, условия выпадения, накопления и выноса конденсата, тепловых свойств пористой среды и т.д.

Без знания величин коэффициентов *a* и *b* невозможен прогноз дебитов скважин в

процессе разработки, следовательно, и добывные возможности месторождения в целом. Поэтому определение коэффициентов a и b является одной из основных задач при подготовке месторождения к разработке. По результатам исследования скважин определяются величины коэффициентов a и b, и при проектировании разработки месторождений они считаются известными. Естественно, что каждая скважина имеет свой коэффициент фильтрационных сопротивлений. Поэтому при проектировании разработки месторождения определяются осредненные (арифметическое или по дебитам и желательно при одинаковых депрессиях на пласт по тем скважинам, по которым осредняются эти коэффициенты) значения коэффициентов a и b.

Как следует из формулы притока газа (газоконденсатной смеси) к скважине, в одном уравнении имеются два неизвестных коэффициента сопротивлений. При известных значениях величин пластового и забойного давлений и дебитов для определения коэффициентов a и b необходимо как минимум два уравнения притока с одинаковыми значениями a и b. Однако, учитывая возможные ошибки при определении пластовых и забойных давлений и дебитов, приводящие к большим погрешностям в величинах a и b, двухрежимный метод не получил широкого распространения, хотя математически такой метод не требует дополнительного обоснования.

Широкое применение получил графический метод определения коэффициентов a и b, требующий исследовать скважины на не менее 5–8 режимах. При этом 2–3 режима из 8 должны проводиться обратным ходом, т.е. с большего дебита на меньший, с целью проверки данных, полученных при сравнительно небольших дебитах, когда возможны наличие столба жидкости на забое, влияние загрязнения забоя на дебит скважины. Отметим, что очень часто на промыслах число режимов, особенно если они охватывали весь диапазон изменения дебита с минимального до максимального, приводит к неправильной интерпретации результатов. Несмотря на наличие утвержденного нормативного документа "Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин", из-за ограниченного числа режимов испытания в узком диапазоне изменений дебитов и вообще из-за ограниченного числа первичных и текущих исследований в последние годы резко ухудшилось качество исходной информации, получаемой проектными организациями. В эпоху научно-технического прогресса, широкого внедрения ЭВМ при проектировании и анализе разработки требования к количеству и качеству исходной информации резко возросли, а проведение качественных исследований сократилось. Это противоречие может быть ликвидировано только путем надлежащего контроля за выполнением программ исследовательских работ, прилагаемых к проектам разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Существующая разрозненная система проектирования залежи и наземных сооружений и стремление обустройщиков свести к минимуму протяженность шлейфов, а также и другие коммуникации являются одной из причин (наряду с несвоевременными вводами скважин и других промысловых объектов по добыче газа при неизменном плане по добыче), приводящей к сокращению числа исследований скважин на стадии освоения залежи.

Ниже на примере одной скважины, испытанной на 7 режимах, дан графический метод определения коэффициентов a и b. По данным испытания определены $P_{пл}$, $P_з$ и Q. Рассчитаны значения $P_{пл}^2 - P_з^2$ на различных режимах. Затем построена зависимость между ΔP^2 и Q, и, как видно из рис. 74, индикаторная кривая проходит через начало координат. Обработанная в координатах Δ^2/Q от Q индикаторная кривая позволила определить из графика, показанного на рис. 74, коэффициент a как отрезок, отсекаемый на оси $\Delta P^2 / Q$, равный $a = 0{,}180$, и коэффициент b как тангенс угла наклона прямой к оси, равный $b = 0{,}000138$.

При значительном числе точек (режимов исследования скважин) коэффициенты фильтрационных сопротивлений могут быть определены и численным методом.

Считается целесообразным использовать численный метод при числе режимов, превышающем 10. Причем если среди точек имеются такие, которые явно отличаются от общей закономерности между ΔP^2 и Q, то значения этих точек следует отбрасывать при численном определении коэффициентов a и b. В противном случае такие явно ошибочные точки приводят к сильно завышенным или заниженным величинам a и b, часто к отрицательному коэффициенту b. Численный метод определения коэффициентов a и b получен методом наименьших квадратов. Формулы для определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений имеют вид

$$a = \frac{\Sigma\Delta P^2 / Q \Sigma Q^2 - \Sigma Q \Sigma \Delta P^2}{N\Sigma Q^2 - (\Sigma Q)^2}, \tag{30.4}$$

$$b = \frac{N\Sigma\Delta P^2 - \Sigma Q \Sigma \Delta P^2 / Q}{N\Sigma Q^2 - (\Sigma Q)^2}, \tag{31.4}$$

где N – общее число режимов.

Значения коэффициентов a и b, определенные по формулам (30.4) и (31.4), при числе режимов $N = 7$ равны соответственно 0,168 и 0,0001371. Такое сравнительно хорошее совпадение вызвано качеством проведенного в рассматриваемой скважине исследования.

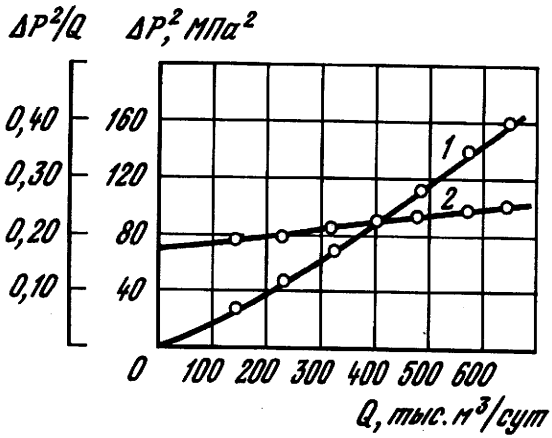


Рис. 74. Зависимости ΔP^2 (*1*) и $\Delta P^2/Q$ (*2*) от Q

В тех случаях, когда пластовое давление неизвестно, результаты испытания могут быть обработаны в координатах $(P_{зi}^2 - P_{зn}^2)/(Q_n - Q_i)$ от $Q_n + Q_i$ и определены (как графически, так и численно) коэффициенты a и b. Формулы для определения коэффициентов a и b численным методом при неизвестном пластовом давлении имеют вид

$$a = \frac{\Sigma(P_{зi}^2 - P_{зn}^2)/(Q_n - Q_i)\Sigma(Q_n + Q_i)^2 - \Sigma(Q_n + Q_i)\Sigma(P_{зi}^2 - P_{зn}^2)(Q_n + Q_i)/(Q_n - Q_i)}{N\Sigma(Q_n + Q_i)^2 - [\Sigma(Q_n - Q_i)]^2}, \tag{32.4}$$

$$b = \frac{N\Sigma(P_{зi}^2 - P_{зn}^2)/(Q_n + Q_i)/(Q_n - Q_i) - \Sigma(Q_n + Q_i)\Sigma(P_{зi}^2 - P_{зn}^2)/(Q_n - Q_i)}{N\Sigma(Q_n + Q_i)^2 - [\Sigma(Q_n - Q_i)]^2}, \tag{33.4}$$

где N – число сочетаний, определяемое по формуле

$$N = \sum_{i=1}^{n} (m - 1), \tag{34.4}$$

где m – общее число режимов; n – порядковый номер режимов.

4.4. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ. ВЛИЯНИЕ НЕТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВОГО И ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЙ НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ

Формула (15.4), описывающая приток газа к скважине, идентична формуле параболы. Поэтому индикаторная кривая, названная зависимостью между $\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{зi}^2$ и Q, проходит через начало координат. Если индикаторная кривая не проходит через начало координат, то это означает, что на уравнение притока влияют один или несколько параметров, связывающих ΔP^2 с дебитом скважины Q. Причем одна часть этих параметров должна быть измерена, а другая – определена.

К измеряемым параметрам относятся пластовое и забойное давления и дебиты скважины на различных режимах. Дебит скважины определяется косвенным образом, через давление и температуру газа, для известного проходного сечения диафрагмы (сопло, штуцер, регулируемый штуцер и т.д.).

Из изложенного выше следует, что искажающим форму индикаторной кривой фактором прежде всего являются ошибки, допускаемые при измерении (определении) пластового и забойного давлений и дебита. Точность измерения этих параметров зависит от точности используемых манометров, дифманометров и термометров. Класс точности выпускаемых промышленностью для нефтяных и газовых месторождений манометров зависит от предела величины измеряемого давления, способа измерения (на забое или на устье скважины), способа регистрации (аналоговая, цифропечать, визуальная) и типа манометров. Наилучшие образцовые манометры, используемые при измерении давления, имеют класс точности 0,16%, наихудшие – 0,4%. Если проведено глубинное измерение с местной регистрацией, то на погрешность манометра накладывается и погрешность расшифровки диаграммы. В данном случае не рассматриваются неточности пластового и забойного давлений и дебитов на различных режимах, вызванные недовосстановлением давления или недостабилизацией давления и дебита. Учитываются лишь погрешности, допущенные при измерении пластового и забойного давлений.

1. Допустим, что измеренное пластовое давление $P_{пл}^*$ отличается от истинного $P_{пл}$ на величину δ_1. Тогда истинное пластовое давление будет определено по формуле

$$P_{пл} = P_{пл}^* + \delta_1. \tag{35.4}$$

Для величины измеренного пластового давления уравнение притока будет иметь вид

$$P_{пл}^{*2} - P_з^2 = aQ + bQ^2 - C_{пл}, \tag{36.4}$$

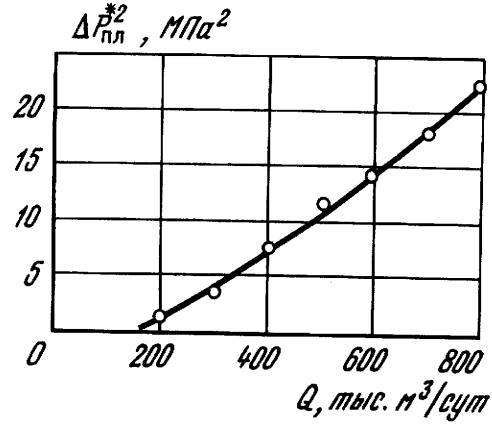
где

$$C_{пл} = 2P_{пл}^*\delta_1 + \delta_1^2. \tag{37.4}$$

Если неизвестно истинное значение пластового давления, то следует сначала результаты испытания скважины обработать в координатах $P_{пл}^{*2} - P_з^2$ от Q. При этом индикаторная кривая отсечет на оси ΔP^{*2} отрезок, равный $C_{пл}$. Далее, зная $C_{пл}$, можно рассчитать δ_1, а коэффициенты фильтрационных сопротивлений определить графически из зависимости, построенной в координатах $(\Delta P^{*2} + C_{пл})/Q$ от Q. Формула для обработки результатов в этом случае имеет вид

$$[P_{пл}^{*2} - P_з^2 + C_{пл}]/Q = a + bQ. \tag{38.4}$$

Вид индикаторной кривой при неточном определении пластового давления в координатах $P_{пл}^{*2} - P_з^2$ от Q показан на рис. 75. Обработка индикаторных кривых в



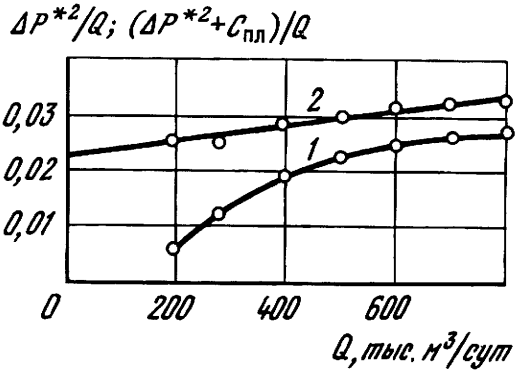


Рис. 75. Зависимость $\Delta P^{*2}_{пл} = P^{*2}_{пл} - P^2_з$ от Q

Рис. 76. Зависимости $\Delta P^{*2}/Q$ (*1*) и $(\Delta P^{*2} + C_{пл})/Q$ (*2*) от Q

координатах $[P^{*2}_{пл} - P^2_з]/Q$ и $[P^{*2}_{пл} - P^2_з + C_{пл}]/Q$ от Q показана на рис. 76. Как видно из этого рисунка, при неправильном определении пластового давления индикаторная кривая, обработанная в координатах $[P^{*2}_{пл} - P^2_з]/Q$ от Q, не позволяет определить коэффициенты a и b. Форма зависимости ΔP^{*2} от Q и $\Delta P^{*2}/Q$ от Q говорит о том, что либо пластовое давление занижено, либо забойное давление на всех режимах завышено. Оба эти случая приводят к получению индикаторной кривой, показанной на рис. 75. Коэффициенты a и b определяются только в том случае, если индикаторная кривая обрабатывается с учетом $C_{пл}$ по формуле (36.4). Результаты обработки по формуле (36.4) показаны линией *2* на рис. 76, согласно которой $a = 0{,}0235$ и $b = 0{,}0000125$.

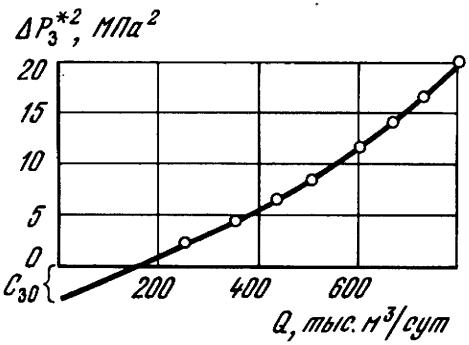
2. Допустим, что измеренные давления $P^*_{зi}$ на различных режимах отличаются от истинных на величину δ_2. Тогда истинные забойные давления будут определяться формулой

$$P_{зi} = P^*_{зi} - \delta_{2i}, \tag{39.4}$$

где δ_{2i} – ошибка, допущенная при измерении (определении) забойного давления на i-м режиме. Формула (39.4) предполагает, что измеренное забойное давление выше истинного. Если измеренное забойное давление ниже истинного $P_{зi}$, то формула (39.4) примет вид

$$P_{зi} = P^*_{зi} + \delta_{2i}, \tag{40.4}$$

Этот вариант допущения неточности при определении забойного давления идентичен рассмотренным выше вариантам с пластовым давлением. Здесь следует подчеркнуть, что заниженное значение пластового давления и завышенные значения забойных давлений приводят к одинаковому искажению формы индикаторной кривой. Завышенное значение пластового давления и заниженные значения забойных давлений также одинаково искажают форму индикаторной кривой. При одинаковом характере ошибок, допущенных одновременно, и при определении пластового и забойных давлений эти ошибки могут в ряде сучаев не искажать форму индикаторной кривой. Отметим еще и то, что если при определении пластового давления погрешность δ_1 имела одно-единственное значение для всех режимов, то при определении забойных давлений погрешности δ_{2i} могут быть на каждом режиме свои. Поэтому желательно при обработке результатов испытания определить δ_2 для каждого режима.



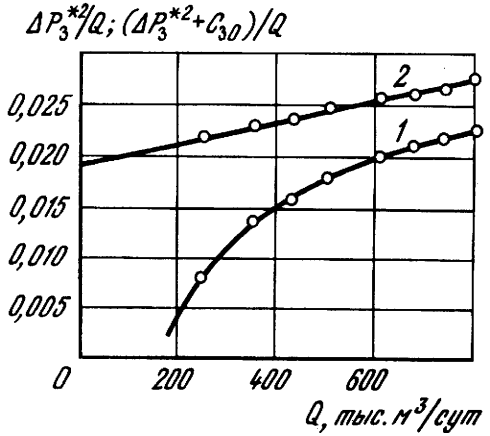


Рис. 77. Зависимость $\Delta P_з^{*2} = P_{пл}^2 - P_з^{*2}$ от Q

Рис. 78. Зависимости $\Delta P_з^{*2}/Q$ (*1*) и $(\Delta P_з^{*2} + C_{з0})/(2)$ от Q

При использовании величин измерения забойных давлений уравнение притока будет иметь вид

$$P_{пл}^2 - P_{зi}^{*2} = aQ + bQ^2 - C_з, \tag{41.4}$$

где

$$C_з = 2P_{зi}^{*}\delta_2 - \delta_2^2. \tag{42.4}$$

Учитывая, что при $Q = 0$ $P_з = P_{пл}$, величину $C_{з0}$ можно определить по формуле

$$C_{з0} = 2P_{пл}\delta_2 + \delta_2. \tag{43.4}$$

Зная истинную величину $P_{пл}$ и $C_{з0}$, из графика $P_{пл}^2 - P_{зi}^{*2}$ от Q можно определить величину δ_2. По известным $P_{зi}^{*}$ и δ_2 нетрудно вычислить $C_{зi}$ для каждого режима. Величина $C_{зi}$ убывает с уменьшением забойного давления. Поэтому, как правило, $C_{з0}$ имеет максимальную величину среди последующих значений $C_{зi}$. Индикаторная кривая, построенная по измеренным величинам забойных давлений, показана на рис. 77. Обработанная в координатах $[P_{пл}^2 - P_з^{*2}]/Q$ от Q кривая *1* показана на рис. 78 и не позволяет определить коэффициенты a и b. С учетом поправки на неточность измерения $P_{зi}$ обработка кривой в координатах $[P_{пл}^2 - P_{зi}^2 + C_{зi}]/Q$ от Q показана линией *2* на рис. 78, согласно которой $a = 0{,}0195$; $b = = 0{,}00001075$.

4.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПО УСТЬЕВЫМ ЗАМЕРАМ

Для определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений необходимо измерять или определять по устьевым замерам пластовое и забойное давления, а при применении дебитометрии и дебита газоотдающих интервалов. Трудность и неудобство глубинных замеров для периодических исследований значительного числа скважин указывают на целесообразность использования устьевых замеров давлений. Точность определения пластового и забойных давлений зависит, кроме класса точности применяемых измерительных приборов, от состава продукции скважин, их конструкции, характера структуры потока, постоянства коэффициента гидравлического сопротивле-

Таблица 48

Результаты исследования и обработки при неизвестном коэффициенте сопротивления труб

Номер режима	$P_у$, МПа	$P_{з.измер}$, МПа	$P_з^2$, МПа^2	$P_{пл}^2 - P_з^2$, МПа^2	Q, тыс.м^3/сут	$(P_{пл}^2 - P_з^2)/Q$	$P_у^2 e^{2s}$, МПа^2	$P_{пл}^2 - P_у^2 e^{2s}$, МПа^2	$(P_{пл}^2 - P_у^2 e^{2s})/Q$
1	20,97	24,35	592,92	8,14	100	0,081	587,60	13,46	0,135
2	20,38	23,96	574,08	26,98	200	0,135	554,90	46,16	0,230
3	19,39	23,37	546,15	54,91	300	0,183	502,97	98,09	0,327
4	17,97	22,55	508,50	92,56	400	0,231	431,80	169,26	0,423
5	15,99	21,48	461,39	139,67	500	0,279	341,40	259,66	0,523

Примечание. $P_{пл} = 24{,}52$.

ния труб, наличия забойного оборудования, точности методов определения давления и от многих других факторов. Особые трудности при обработке результатов испытания скважин возникают при наличии значительного количества жидкости в потоке, при фазовых переходах, больших глубинах залежи, при отсутствии возможности определять давления по неподвижному столбу газа в затрубном пространстве, при небольших перепадах давления на пласт (как на месторождениях севера Тюменской области), при наличии забойных клапанов-отсекателей, пакеров, при необходимости ингибирования потока газа в стволе скважины и т.д.

Поэтому в ряде случаев, как, например, когда неизвестны коэффициенты гидравлических сопротивлений забойного оборудования и труб, целесообразнее обработку результатов испытания производить по замеренным на устье скважины значениям давления. Уравнение притока газа к скважине при использовании устьевого давления будет иметь вид

$$P_{ст}^2 e^{s_1} - P_{yi}^2 e^{2s_2} = aQ + bQ^2 + \theta Q^2, \tag{44.4}$$

где

$$s_1 = 0{,}03415\bar{\rho}L/Z_{ср1}T_{ср1}, \tag{45.4}$$

$$s_2 = 0{,}03415\bar{\rho}L/Z_{ср2}T_{ср2}, \tag{46.4}$$

$$\theta = 0{,}01413 \cdot 10^{-10} Z_{ср2}^2 T_{ср2}^2 (e^{2s_2} - 1)/d_в^5, \tag{47.4}$$

$P_{ст}$ – статическое давление газа на устье остановленной скважины, МПа; P_{yi} – давление на буфере скважины при i-м режиме испытания, МПа; $Z_{ср1}$, $Z_{ср2}$ – коэффициенты сверхсжимаемости, определяемые по средним давлениям и температурам в стволе скважины после остановки и при работе на разных режимах; $T_{ср1}$, $T_{ср2}$ – средние температуры газа в стволе остановленной и работающей скважины; $d_в$ – внутренний диаметр луфтовых труб; λ – коэффициент гидравлического сопротивления труб; $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа; L – глубина спуска лифтовых труб. В данном случае предполагается, что они спущены до середины интервала перфорации пласта. Если в потоке газа содержится значительное количество жидкости, то значения s_2 и θ определяются формулами, приведенными в разделе 3.9. Формулу (44.4) можно переписать в более удобном виде:

$$P_{ст}^2 - P_{yi}^2 e^{2s_2} / e^{s_1} = [aQ + (b + \theta)Q^2] / e^{s_1}. \tag{48.4}$$

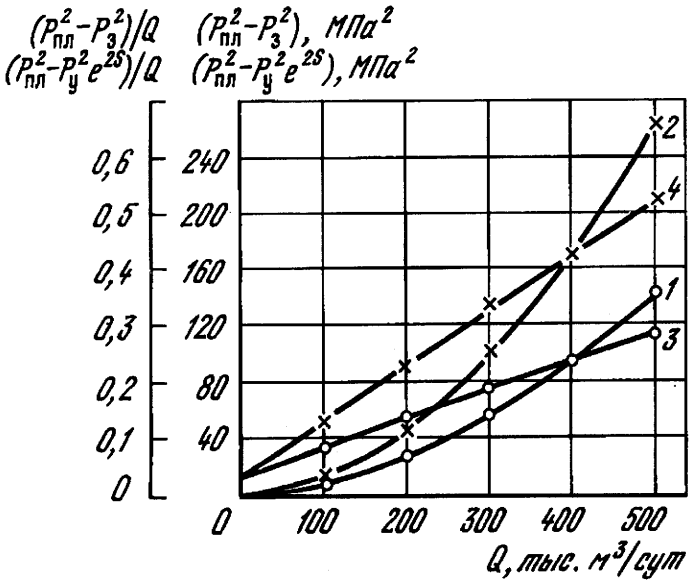


Рис. 79. Обработка результатов исследования при неизвестном коэффициенте сопротивления труб

1, 2 – зависимости $P_{пл}^2 - P_з^2$ и $P_{пл}^2 - P_y^2 e^{2S}$; *3, 4* – $(P_{пл}^2 - P_з^2)/Q$ и $(P_{пл}^2 - P_y^2 e^{2S})/Q$ от Q

Учитывая, что при определении пластового давления ошибки практически не допускаются, формулу (48.4) можно представить в виде

$$P_{пл}^2 - P_{yi}^2 e^{2s} = aQ + (b+\theta)Q^2. \qquad (49.4)$$

Обработанные в координатах индикаторные кривые $P_{пл}^2 - P_з^2$ и $P_{пл}^2 - P_y^2 e^{2s}$ от Q и $(P_{пл}^2 - P_з^2)/Q$ и $(P_{пл}^2 - P_{yi}^2 e^{2s})/Q$ от Q приведены в табл. 48, и показаны на рис. 79. В результате обработки определены коэффициенты, которые соответственно равны: $a = 0{,}050$; $b = 0{,}00048$ и $(b + \theta) = 0{,}00098$. Определив из графика величины a и $(b + \theta)$, для известной конструкции нетрудно оценить значение θ, а следовательно, с некоторым приближением – и коэффициент b.

4.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ГАЗА ОТ ДАВЛЕНИЯ

В процессе исследования газовых и газоконденсатных скважин при стационарных режимах фильтрации изменение давления между контуром питания и забоем может происходить на достаточно большом диапазоне. Так, например, в процессе исследования скважин, вскрывших сеноманскую залежь Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего и других месторождений $\Delta P = P_{пл} - P_з$ составляет 0 ~ 0,5 МПа, а в некоторых скважинах Карачаганакского и Астраханского месторождений ΔP доходит до 25 МПа. При существенных изменениях от режима к режиму давлений на забое скважины изменяется и температура их на забое. Изменения давления и температуры на режимах приводят к изменению коэффициентов вязкости и сверхсжимаемости газа. При небольших депрессиях на пласт μ и Z практически не меняются, и поэтому коэффициенты фильтрационных сопротивлений на всех режимах остаются постоянными, и, следовательно, уравнение притока газа к скважине справедливо. Для значительных

Таблица 49

Результаты расчетов μ(*P*) скв. 5 Карачаганакского месторождения

Состав газа	x_i, об.доли	Молекулярная масса	Плотность, ρ_i	P_{ki}, МПа	T_{ki}, К	x_iP_{ki}	x_iT_{ki}	$\mu_{ат}$, мПа · с
CH_4	0,6792	16,042	0,668	4,695	190,55	3,189	129,42	0,0127
C_2H_6	0,0540	30,068	1,263	4,976	305,43	0,268	16,49	0,0118
C_3H_8	0,0250	44,094	1,872	4,333	369,82	0,108	9,24	0,0098
C_4H_{10}	0,0110	58,120	2,502	3,800	416,64	0,042	4,58	0,0089
C_5H_{12}	0,1340	72,150	3,221	3,440	465,00	0,461	62,31	0,0078
N_2	0,0060	28,016	1,165	3,465	126,26	0,021	0,76	0,0203
CO_2	0,0570	44,011	1,842	7,527	304,20	0,429	17,34	0,0173
H_2S	0,0340	34,082	1,434	9,185	373,60	0,312	12,70	0,0152

величин депрессии изменение давления приводит к изменению от режима к режиму μ и *Z*, а они, в свою очередь, – к изменению коэффициентов *a* и *b*. Следовательно, при переменных от режима к режиму коэффициентах *a* и *b* уравнение притока газа к скважине становится неприемлемым для обработки результатов исследования методом установившихся отборов.

При различных давлениях на забое скважин в результате дросселирования газа происходит изменение его температуры. Величина температуры на забое определяется непосредственным замером или рассчитывается по формуле

$$T_з = P_{пл} - D_i(P_{пл} - P_з)\left[\ln\left(\frac{G_iC_{pi}\tau}{\pi hC_п R_c^2} + 1\right)\right] / \ln R_к / R_c, \qquad (50.4)$$

где $T_{пл}$ – пластовая температура, К; D_i – коэффициент Джоуля–Томсона в пластовых условиях, град/МПа; $P_{пл}$, $P_з$ – соответственно пластовое и забойное давления, МПа; $R_к$, R_c – радиусы контура питания и скважины, м; G_i – массовый расход газа на *i*-м режиме, кг/с; τ – продолжительность работы скважины, с; C_{pi} – изобарная теплоемкость газа на *i*-м режиме, Дж/кг · град; $C_п$ – объемная теплоемкость пород, Дж/м^3 × × град; *h* – толщина пласта. Расчеты показывают, что даже при весьма существенных перепадах давления Δ*P* температура газа изменяется незначительно и составляет несколько градусов. Так, например, на разведочной скважине Карачаганакского месторождения при депрессии на пласт около 20 МПа температура газа на забое снизилась на 10°. Такое изменение не приводит к существенным отклонениям коэффициентов μ и *Z*. Поэтому влияние изменения давления и температуры от режима к режиму на μ и *Z* можно заменить на их изменения только от давления.

Пример. Определить изменение μ и *Z* от давления на примере состава газа из скв. 5 Карачаганакского месторождения. Исходные данные и результаты расчетов приведены в табл. 49. $T_{пл}$ = 353 К; $P_{пл}$ = 58,7 МПа.

Для определения μ(*P*, *T*) используется формула

$$\mu(P, T) = \mu_{ат}\mu^*, \qquad (51.4)$$

где $\mu_{ат}$ – вязкость смеси при заданной температуре и атмосферном давлении в мПа · с. Величина $\mu_{ат}$ определяется по формуле

$$\mu_{ат} = \Sigma x_i\mu_{ат i}M_i^{0,5} / \Sigma x_iM_i^{0,5}, \qquad (52.4)$$

$\mu_{ат i}$ – коэффициент вязкости *i*-го компонента при *P* = 0,1013 МПа и *T* = 353 К.

ω_i	$P_{пл}$, МПа	$\mu^*(P, T)$ при T = = 353 К	$\mu(P, T)$	$x_i\omega_i$	$Z^{(0)}$ при $T_{пл}$ = = 353 К	$Z^{(1)}$	Z по трем параметрам	Z по Редлиху–Квангу
0,0104	58,7	4,3	0,0509	0,0071	1,36	–0,04	1,36	1,36
0,0986	55	4,2	0,0497	0,0053	1,32	–0,03	1,30	1,32
0,1524	50	4,0	0,0474	0,0038	1,28	–0,02	1,28	1,28
0,1920	45	3,7	0,0438	0,0021	1,18	–0,01	1,18	1,18
0,2440	40	3,4	0,0402	0,0327	1,08	0,00	1,08	1,08
0,0400	35	3,2	0,0379	0,0002	0,92	0,04	0,92	0,92
0,2310	30	2,9	0,0343	0,0132	0,86	0,07	0,86	0,86
0,1000	25	2,6	0,0308	0,0034	0,80	0,10	0,81	0,8

Из приведенного примера видно, что при изменении давления P от 58,7 до 25 МПа коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости μ уменьшаются от 0,0509 до 0,0308 мПа · с, т.е. на 40%, а Z – от 1,36 до 0,80, т.е. на 41%. На рис. 80 показана индикаторная кривая, на форму которой влияло изменение μ и Z от давления. Из рис. 80 видно, что изменения μ и Z от давления привели к образованию индикаторной кривой с выпуклостью к оси ΔP^2. Изменения от режима к режиму коэффициентов μ и Z привели к изменению и коэффициентов сопротивления a и b. Поэтому при переменных μ и Z от давления формула притока газа (15.4) не поддается обработке для определения коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b. Предложены различные приближенные методы учета изменения реальных свойств газа от давления. Наиболее простым и приближенным методом учета изменения μ и Z от давления

Таблица 50

Обработка результатов исследования с учетом изменения свойств газа от давления

Номер режима	ΔP^2, МПа^2	Q, тыс · м^3/сут	$\Delta P^2/Q$	$\mu(P_{ср})$	$Z(P_{ср})$	$\Delta P^2/[QZ(P)\mu(P)]$	$\Delta P^2 + C_0/[QZ(P)\mu(P)]$
1	14	50	0,280	0,0509	1,360	0,280	0,290
2	29	105	0,276	0,0497	1,300	0,295	0,301
3	46	169	0,272	0,0474	1,240	0,319	0,324
4	66	252	0,262	0,0438	1,170	0,349	0,354
5	88	358	0,245	0,0402	1,100	0,376	0,380

Таблица 51

Обработка результатов исследования с учетом изменения свойств газа от давления

Номер режима	$P_з$, МПа	ΔP, МПа	Q, тыс · м^3/сут	$\mu_{ср}$, мПа · с	$Q/\mu_{ср}$	$\Delta P/Q$
1	25,71	5,67	600	0,902	665	0,00945
2	25,43	5,95	617	0,900	685	0,00964
3	24,93	6,45	647	0,898	720	0,00997
4	24,18	7,20	686	0,893	768	0,01050
5	23,92	7,46	698	0,887	786	0,01070

Примечание. $P_{пл}$ = 31,38 МПа.

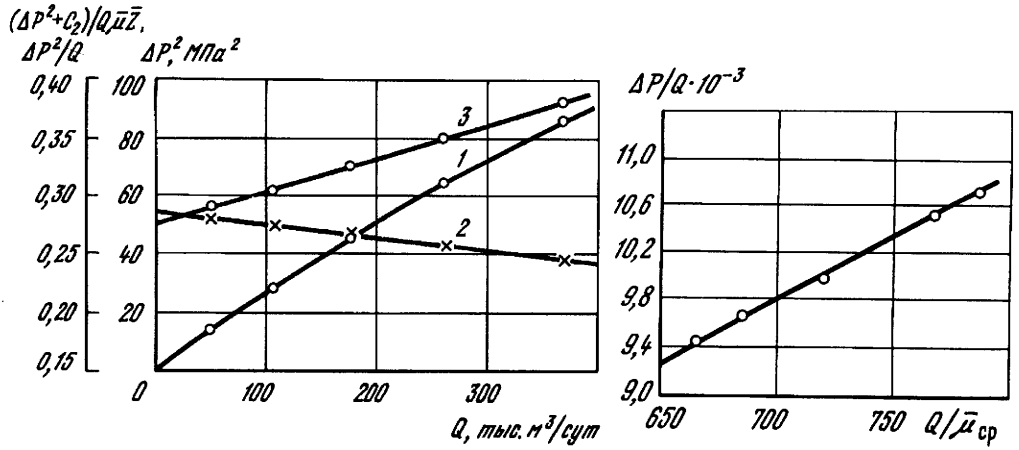


Рис. 80. Зависимости ΔP^2 (*1*), $\Delta P^2/Q$ (*2*) и $(\Delta P^2 + C_2)/Q\bar{\mu}\bar{Z}$ (*3*) от Q при значительном изменении $\bar{\mu}$ и $\bar{Z}$ от давления

Рис. 81. Обработка результатов исследования скважин с учетом изменения свойств газа в координатах $\Delta P/Q$ от $Q/\bar{\mu}_{ср}$

является обработка индикаторных кривых в координатах:

$$\frac{P_{пл}^2 - P_з^2}{Q\bar{Z}(P)\bar{\mu}(P)} = a^* + b^* Q, \tag{53.4}$$

где

$$a^* = \frac{P_{ат} T_{пл} \ln R_к / R_с}{\pi k h T_{ст}}, \quad b^* = \frac{\rho_{ат} P_{ат} T_{пл} (1/R_с - 1/R_к)}{2\pi^2 l h^2 T_{ст} \bar{\mu}(P)}, \tag{54.4}$$

$$\bar{Z}(P) = Z(P_{ср})/Z(P_{пл}), \quad \bar{\mu}(P) = \mu(P_{ср})/\mu(P_{пл}),$$

$\bar{Z}(P)$, $\bar{\mu}(P)$ – соответственно значения коэффициента сверхсжимаемости и вязкости при текущем давлении; $Z(P_{пл})$, $\mu(P_{пл})$ – эти же коэффициенты при пластовом давлении. Величины $Z(P_{ср})$ и $\mu(P_{ср})$ определяются по формулам

$$Z(P_{ср}) = \frac{Z(P_{пл}) + Z(P_з)}{2}, \quad \mu(P_{ср}) = \frac{\mu(P_{пл}) + \mu(P_з)}{2}. \tag{55.4}$$

Результаты исследований, обработанные по формулам (15.4) и (53.4), приведены в табл. 50.

Из рис. 80 видно, что при стандартной обработке результатов исследования в координатах $\Delta P^2/Q$ от Q коэффициенты a и b не определяются.

Построенная в координатах $\Delta P^2/[Q\bar{Z}(P)\bar{\mu}(P)]$ от Q позволяет определить a^* и b^*. По известным $Z(P)$ и $\mu(P)$ из табл. 50 можно вычислить значения a и b на любом режиме.

Более достоверно изменения μ и Z от давления учитываются при использовании следующей формулы для обработки результатов исследования скважины:

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = aQ + bQ^2/\bar{\mu}(P), \tag{56.4}$$

где

$$\bar{\mu}(P) = [\mu(P_{пл}) + \mu(P_з)]/2\mu(P_{пл}). \tag{57.4}$$

Результаты исследований обрабатываются в координатах $\Delta P/Q$ от $Q/\bar{\mu}_{ср}$. Эта

зависимость отсекает на оси $\Delta P/Q$ отрезок, равный a. Тангенс угла наклона этой прямой равен a. Коэффициент a имеет следующую структуру:

$$a = \frac{576,6\mu(P_{пл})Z(P_{пл})T_{пл}P_{пл}\overline{\mu}(P)\overline{Z}(P)}{\pi khT_{ст}P_{ср}}, \tag{58.4}$$

где

$$P_{ср} = \frac{P_{пл} + P_{з}}{2}, \quad \overline{Z}(P) = Z(P_{ср}) / Z(P_{пл}). \tag{59.4}$$

Результаты исследования скважины, обработанные по формуле (56.4), приведены в табл. 51 и показаны на рис. 81. При расчетах приняты $P_{пл}$ = 31,38 МПа, $T_{пл}$ = = 361,3 К. Из рис. 81 определены $a = 9,28 \cdot 10^{-3}$, b = 0,00001.

4.7. ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЕМКОСТНЫХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ОТ ДАВЛЕНИЯ НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ

Под влиянием емкостных и фильтрационных свойств в данном случае понимается влияние изменения коэффициентов пористости m, проницаемости k и макрошероховатости l от давления.

Теоретические и экспериментальные исследования свойств горных пород и промысловые наблюдения показывают, что при снижении давления на забое скважины газоносные пласты деформируются. Деформация пористой среды приводит к ухудшению фильтрационных свойств пласта. В процессе испытания скважины на различных режимах создаются разные перепады давления между забоем скважины и контуром питания. В результате этого на различных режимах испытания скважины пласт деформируется в разной степени. В целом степень деформации зависит от минералогического состава пород, степени сцементирования частиц, слагающих породу, от глубины залегания пласта, механических свойств коллектора, величины депрессии на пласт и др. Поэтому для каждой породы существуют свои закономерности деформаций. Причем деформация может быть остаточной или упругой. При разгрузке пласта пуском скважины в эксплуатацию происходит разжатие горных пород-коллекторов, находящихся под эффективным давлением. При этом происходит изменение пористости, проницаемости и размеров форм и каналов, названных в целом макрошероховатостью.

1. Пористость пород зависит от формы, укладки и величины зерен. Уплотнение сыпучих пород приводит к уменьшению пористости примерно на 8–10%. При уплотнении песков под давлением до 20 МПа их пористость снижается на 2–3%. Под влиянием эффективного давления (эффективное давление равно разности нормального напряжения пород и давления жидкости в порах) коэффициент сжимаемости пород определяется формулой

$$\beta = \beta_m + m\beta_п, \tag{60.4}$$

где β_m – коэффициент сжимаемости твердой фазы; $m\beta_п$ – коэффициент сжимаемости порового пространства, определяемый по формуле

$$m\beta_п = \Delta\upsilon_п/\upsilon_o\Delta P, \tag{61.4}$$

υ_o – начальный объем образца породы; $\Delta\upsilon_п$ – изменение объема пор при изменении давления на величину ΔP. Экспериментально установлено, что изменение объемной упругости пласта β_c, равной

$$\beta_c = m(\beta_п - \beta_m), \tag{62.4}$$

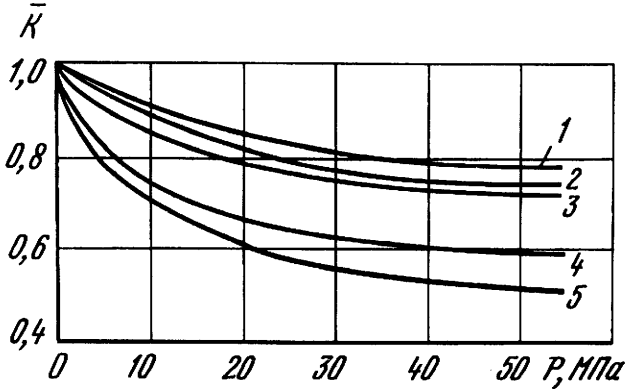


Рис. 82. Изменение коэффициента относительной проницаемости пород $\overline{K}$; $\overline{K} = K(P)/K(P_{ат})$
1–5 – $K(P_{ат})$, мкм^2: *1* – 0,004, *2* – 0,041, *3* – 0,110, *4* – 0,630, *5* – 0,319

колеблется в пределах (0,3–2,0) · 10^{-4} при изменении давления на 1 МПа. Из изложенного следует, что пористость песчаников, насыщенных газом, меняется весьма незначительно и ею при практических расчетах можно пренебречь. Отметим, что этот вывод относится и к трещиноватым коллекторам, так как основная масса запасов газа приурочена к поровому пространству матрицы. А матрица трещиноватых коллекторов состоит из плотных сцементированных песчаников. Установлено, что пористость песчаных и карбонатных пород изменяется значительно меньше, чем пористость глин и заглинизированных песчаников. Изменение пористости от глубины залегания пласта, что косвенно равносильно гидростатическому горному давлению, можно с достаточной точностью оценить по формуле

$$m = m_0 e^{-0,25h\beta_п} / [1 - m_0(1 - e^{-0,25h\beta_п})], \qquad (63.4)$$

где h – глубина залегания коллектора; m_0 – пористость коллектора при $h = 0$; $\beta_п$ – коэффициент необратимого уплотнения породы, соответствует относительному уменьшению порового объема $d\upsilon_{пор}/\upsilon_{пор}$. По многочисленным опытным данным, для сцементированных песчаников значение $\beta_п$ колеблется в пределах (7–14) · 10^{-4} 1/МПа.

Из приведенных выше данных видно, что при изучении влияния давления на емкостные параметры пористой среды применительно к исследованию скважин изменением пористости можно пренебречь.

2. Проницаемость коллекторов более сильно зависит от давления, чем их пористость. Проведенные экспериментальные исследования по изучению изменения проницаемости различных коллекторов показывают, что необходимо учесть эти изменения при изучении фильтрации газа в глубокозалегающих залежах и создании значительных депрессий на пласт, а также при наличии трещиноватости. Характер изменения коэффициента проницаемости от давления для коллектора с различными коэффициентами проницаемости при стандартных условиях показан на рис. 82.

Как видно из этого рисунка, с увеличением пластового давления коэффициент проницаемости уменьшается. Отметим, что величина проницаемости, определенная при стандартных условиях, не является основанием для вывода, что, чем меньше проницаемость, тем меньше степень ухудшения проницаемости пласта от давления. Степень уменьшения проницаемости существенно зависит от минералогического состава пород, степени сцементированности пород, трещиноватости и др. В целом изменение коэффициента проницаемости трещиноватых коллекторов связано с длиной, шириной и высотой трещин. Зависимость изменения коэффициента проницаемости трещиноватых коллекторов от перепада давления можно определить по формуле

$$k_т = k_{т.н} / e^{3\beta_т(P_{п.л.н} - P)}, \qquad (64.4)$$

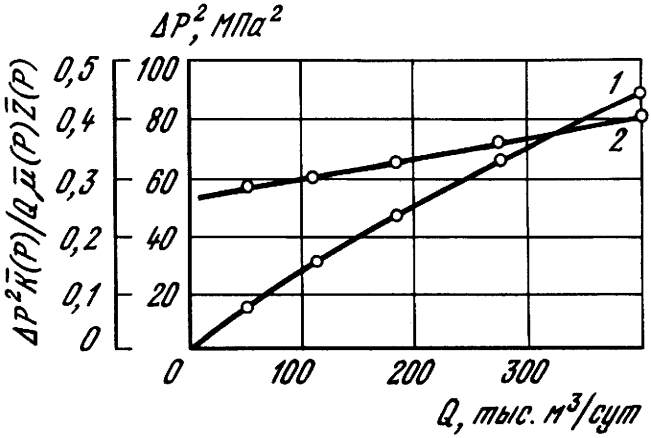


Рис. 83. Зависимости ΔP^2 (*1*) и $\Delta P^2 \overline{K}(P)/Q\overline{\mu}(P)\overline{Z}(P)$ (*2*) от Q при значительных изменениях $\overline{\mu}$, $\overline{Z}$ и $\overline{K}$ от давления P

где $k_{т.н}$ – коэффициент проницаемости трещиноватости породы при начальном контурном пластовом давлении; $\beta_т$ – коэффициент сжимаемости трещин, определяемый по формуле

$$\beta_т = \frac{\ln m_т / m_{тн}}{P_{пл.н} - P}, \qquad (65.4)$$

$P_{пл.н}$ – начальное контурное пластовое давление; P – текущее забойное давление; $m_{тн}$, $m_т$ – соответственно трещинные пористости при $P_{пл.н}$ и P. Формулы (64.4) и (65.4) позволяют оценить величины коэффициентов проницаемости и сжимаемости трещиноватых коллекторов в процессе разработки. Если значения $P_{пл.н}$ и P заменить на контурное и забойное давления, то это позволит оценить изменение коэффициента проницаемости при снижении давления от $P_к$ до $P_з$. Значительное изменение коэффициента проницаемости от перепада давления, создаваемого при испытании скважин на различных режимах, приводит к искажению результатов испытания.

3. Коэффициент макрошероховатости пласта зависит от давления. Установлено, что коэффициент макрошероховатости зависит от диаметра частиц, поровых каналов, извилистости этих каналов, пористости и проницаемости пласта. Выше было показано, что изменение давления незначительно влияет на пористость пород. Поэтому характер изменения коэффициента макрошероховатости от давления приближенно можно считать таким же, как и изменение коэффициента проницаемости от давления. Установлено, что в большинстве случаев по мере снижения давления коэффициенты k и l уменьшаются. Чем меньше проницаемость и макрошероховатость пород, тем меньше их изменение от давления. Трещиноватость и макрошероховатость трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторов в большей степени подвержены изменениям при изменении давления, чем k и l терригенных пород. В целом установлено, что фильтрационные свойства пласта изменяются не так существенно, как μ и Z от давления. Уменьшение коэффициентов k и l от давления приводит к увеличению коэффициентов a и b.

Специальных работ по изучению влияния давления на коэффициент l не проводилось. Поэтому все лабораторные и аналитические исследования по изучению влияния давления на свойства пористой среды сводились к определению зависимости проницаемости и пористости от давления. Практически все теоретические исследования выполнены для линейного закона сопротивления, где коэффициент макрошероховатости не входит в исходное уравнение. При использовании двучленной формулы

Таблица 52

Обработка результатов исследования учетом изменения μ, Z и k от давления

Номер режима	ΔP^2	$\bar{\mu}(P)$	$\bar{Z}(P)$	$\bar{k}(P)$	$k(P)$	$k^{1,45}(P)$	$b^*\bar{Z}(P)\cdot 10^{-3}$
1	14	1,000	1,000	1,000	0,570	1,0000	0,280
2	29	0,976	0,956	1,030	0,590	1,0438	0,267
3	46	0,931	0,912	1,070	0,610	1,1030	0,255
4	66	0,860	0,860	1,100	0,630	1,1482	0,241
5	88	0,790	0,803	1,170	0,670	1,2556	0,225

притока газа к скважине в условиях изменения k и l от давления необходима информация о характере изменения l от давления. В настоящее время существуют две возможности учета влияния давления на l. В частности, на основании опытных данных установлено, что между l и коэффициентами пористости m и проницаемости k существует следующая связь:

$$l = mk^{1,5}/12\cdot 10^{-5}d_э^2, \tag{66.4}$$

где $d_э$ – эффективный диаметр частиц, слагающих породы; $12\cdot 10^{-5}$ – численный коэффициент, величина которого для различных пород будет разной. На практике определение $d_э$ является весьма сложной задачей. Особенно трудно определить $d_э$ для сцементированных и трещиноватых пород. Поэтому вторым возможным путем определения связи между l и k является приближенная формула типа

$$l = mk^n, \tag{67.4}$$

где m и n – числовые коэффициенты, зависящие от фильтрационных и емкостных свойств пород. Для терригенных слабо сцементированных пород $m = 0{,}425\cdot 10^{-9}$ и $n = 1{,}45$. Используя эту связь, влияние изменения давления на фильтрационные свойства пористой среды, можно заменить влиянием давления только на k, выражая l через проницаемость в уравнении притока газа. Тогда уравнение притока газа в условиях изменения μ, Z, k и l от давления будет иметь вид

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = \frac{Q\bar{\mu}(P)\bar{Z}(P)P_{ат}T_{пл}}{\pi\bar{k}(P)hT_{ст}}\ln\frac{R_к}{R_c} + \frac{\rho_{ат}P_{ат}T_{пл}\bar{Z}(P)Q^2(1/R_c - 1/R_к)}{2\pi^2\cdot 0{,}425\cdot 10^{-9}k^{1,45}h^2T_{ст}}. \tag{68.4}$$

Если использовать обозначения

$$a^* = \frac{P_{ат}T_{пл}\ln R_к/R_c}{\pi\bar{h}T_{ст}},\quad b^* = \frac{\rho_{ат}P_{ат}T_{пл}(1/R_c - 1/R_к)}{2\pi^2h^2T_{ст}\cdot 0{,}425\cdot 10^{-9}}, \tag{69.4}$$

$$a = \frac{a^*\mu(P)Z(P)}{k(P)},\quad b = \frac{b^*Z(P)}{k^{1,45}(P)}, \tag{70.4}$$

то вместо формулы (68.4) получим

$$\frac{(P_{пл}^2 - P_з^2)\bar{k}(P)}{Q\bar{\mu}(P)\bar{Z}(P)} = a^* + b^*\frac{Q}{\bar{\mu}(P)\bar{k}(P)^{0,45}},\ \text{где}\ \bar{k}(P) = k(P_{ср})/k(P_{пл}). \tag{71.4}$$

Обработка индикаторной кривой, искаженной изменением свойств газа и пористой среды от давления в координатах $\Delta P^2\bar{k}(P)/Q\bar{\mu}(P)\bar{Z}(P)$ от Q, позволяет определить

$b \cdot 10^{-3}$	$a^*\bar{\mu}(P)\bar{Z}(P)$	a	Q, тыс. м^3/сут	$\Delta P^2/Q$	$\frac{\bar{\mu}(P)\bar{Z}(P)}{\bar{k}(P)} = y$	$\Delta P^2/y$	$\Delta P^2/yQ$
0,280	0,270	0,270	49,3	0,284	1,000	14,0	0,284
0,256	0,250	0,243	107	0,271	0,906	32,0	0,299
0,231	0,230	0,215	179	0,257	0,793	58,0	0,324
0,210	0,200	0,182	275	0,240	0,673	98,01	0,357
0,179	0,175	0,149	399	0,220	0,555	158,6	0,397

коэффициенты a^* и b^*, а следовательно, и a и b по результатам исследования скважин методом установившихся отборов.

Пример. Определить коэффициенты a и b по результатам исследования скважины, приведенным в табл. 52. Результаты расчетов показаны на рис. 83, из которого определены $a = 0{,}27$ и $b = 0{,}280 \cdot 10^{-3}$.

4.8. ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ИЛИ ОЧИЩЕНИЯ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНОЙ КРИВОЙ

В процессе испытания скважины возможно образование песчано-жидкостной пробки или ее очищение по мере роста депрессии на пласт. Как правило, исследование методом установившихся отборов проводится в скважине, в которой полностью восстановилось пластовое давление. Причем рекомендуется начинать исследование с малого дебита и постепенно, от режима к режиму, увеличивать ΔP и Q до допустимых величин. Для заданной конструкции скважины скорость потока по мере увеличения депрессии на пласт растет. При наличии песчаной или жидкостной пробки увеличение скорости приводит к разрушению и постепенному уносу пробки. Разрушение и вынос песчаной пробки существенно влияют на коэффициенты сопротивления a и b. Наличие песчаной пробки в скважине практически равносильно несовершенству скважины по степени вскрытия, и при этом коэффициенты a и b, определяемые по формулам

$$a = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл} (\ln R_к / R_с + C_1)}{\pi k h T_{ст}}, \quad b = \frac{\rho_{ат} P_{ат} T_{пл} Z (1/R_с - 1/R_к + C_3)}{2\pi^2 l h^2 T_{ст}}, \tag{72.4}$$

существенно изменяются за счет увеличения C_1 и C_3, если в процессе исследования происходит образование песчаной пробки, или за счет снижения C_1 и C_3 в результате очищения забоя по мере роста депрессии на пласт. Производительность газовых и нефтяных скважин, эксплуатирующих пласт, полностью перекрытый песчаной пробкой, характеризуется в основном проницаемостью пробки $k_{пр}$ и площадью сечения пробки. Если проницаемость пробки $k_{пр}$ равна проницаемости пласта k, то при полном перекрытии продуктивного интервала дебит скважины будет определяться поверхностью для притока газа в ее ствол. Эта поверхность определяется диаметром обсадной колонны и равна

$$F = \pi R_с^2. \tag{73.4}$$

При отсутствии пробки поверхность притока определяется по формуле

$$F = 2\pi R_с h, \tag{74.4}$$

где h – толщина пласта. При идентичных законах фильтрации и исходных параметрах

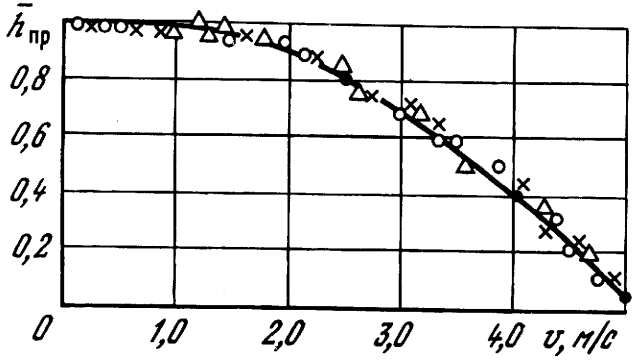


Рис. 84. Зависимость относительной высоты пробки $\bar{h}_{пр}$ от скорости газа υ для различных фракций

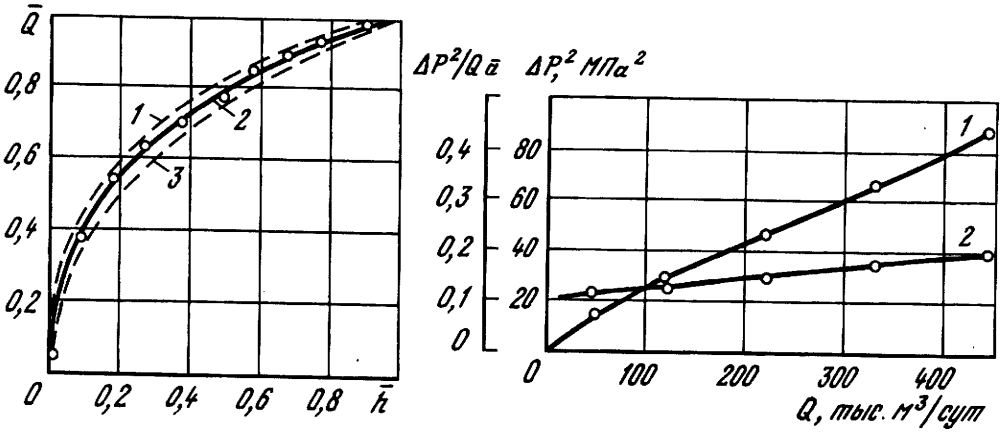


Рис. 85. Зависимость относительного дебита $\bar{Q}$ скважины с песчаной пробкой от относительной высоты пробки $\bar{h} = (h - h_{пр})/h$ при $k_{пр} = 200\,k_{пл}$ (*1*), $k_{пр} = 50\,k_{пл}$ (*2*), $k_{пр} \approx k_{пл}$ (*3*)

Рис. 86. Зависимости ΔP^2 (*1*) и $\Delta P^2/Q\bar{a}$ (*2*) от Q, полученные при исследовании скважины с песчано-жидкостной пробкой с переменной по мере увеличения депрессии на пласт высотой

пласта и скважины, дебит скважины с пробкой будет в следующих пропорциях с дебитом без пробки:

$$Q_{пр}/Q_{без\ пр} = R_c/2h. \qquad (75.4)$$

При $R_c = 0{,}1$ м, $k = k_{пр}$ и $h = 10$ м получим $Q_{пр}/Q_{без\ пр} = 0{,}005$, что означает, что дебит скважины, полностью перекрытой пробкой, составляет 0,5% дебита без пробки.

Если допустить, что пробка практически непроницаема, то формула (72.4) может быть использована для оценки влияния высоты пробки и ее изменения в процессе исследования скважины на коэффициенты a и b. В большинстве случаев, встречаемых при исследовании скважин, происходит разрушение песчаной пробки, и поэтому в результате уменьшения высоты пробки по мере роста депрессии на пласт происходит снижение величин a и b. Это приводит к искажению формы индикаторной кривой.

Процесс образования или разрушения песчаной пробки тесно связан с конструкцией скважины, т.е. с глубиной спуска и диаметром фонтанных труб. Для выноса частиц песка из забоя выталкивающая сила должна быть больше гравитационной. Если на каком-то участке ствола эти силы равны, то на этом участке может образоваться псевдосжиженная – висячая пробка, которая при уменьшении скорости потока или

Таблица 53

Результаты расчетов C_1, C_3, a и b при различных $\bar{h}$

Номер режима	ΔP^2	$\bar{h}$	C_1	C_3	a	$b \cdot 10^{-3}$	Q, тыс. м^3/сут	$\Delta P^2/Q$	$a = a/a_0$	$\Delta P^2/\bar{a}Q$
1	14	0,3	12,980	3,333	0,2700	0,280	49,3	0,284	2,52	0,1127
2	29	0,4	8,515	2,500	0,2199	0,262	118,1	0,245	2,00	0,1225
3	46	0,6	3,771	1,667	0,1543	0,245	220,6	0,208	1,44	0,1444
4	66	0,8	1,310	1,250	0,1234	0,236	328,4	0,201	1,15	0,1748
5	88	1,0	0	0	0,1070	0,210	445,0	0,198	1,00	0,1980

закрытии скважины оседает на забое. Экспериментально установлено, что для выноса частиц пород скорость потока должна быть более 2 м/с. Причем величина скорости, обеспечивающая вынос частиц, зависит от плотности и формы частиц. Поэтому часто в литературе указывается, что скорость должна быть $\upsilon = 4$ м/с. Характер изменения высоты пробки, образованной из кварцевого песка, произвольной формы и диаметром $0{,}05 \cdot 10^{-3} < d < 0{,}2 \cdot 10^{-3}$ м показан на рис. 84. Из него видно, что только при скорости $\upsilon = 5$ м/с пробка с данным составом песка полностью очищается. Если при образовании пробки происходила отсортировка частиц, т.е. наслоение частиц по размерам, то очищение забоя до уровня $\bar{h} = h_{пр}/h = 0{,}4$ дает основание считать, что влияние пробки весьма незначительно. На рис. 85 показана зависимость относительного дебита газовой скважины с пробкой $\bar{Q} = Q_{пр}/Q_{без\ пр}$ от относительной высоты пробки для соотношения проницаемости пробки $k_{пр}$ и пласта k, равного $k_{пр}/k_{пл} = 1$; 50 и 200.

Как правило, перед началом испытания высота пробки неизвестна. Однако если пробка жидкостная, то имеет место неравенство давлений в трубном и затрубном пространствах. Для оценки влияния очищения забоя от пробки на коэффициенты a и b рассмотрим пример.

Пример. Перед началом исследований продуктивный интервал был перекрыт пробкой на величину $\bar{h} = 0{,}3$. По окончании исследования после создания максимальной скорости и депрессии на пласт пробка полностью очистилась. Оценить изменения a и b на 5 режимах для скважины, в которой $R = 0{,}1$ м, $h = 100$ м и $\bar{h} = 0{,}3$; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8. Результаты расчетов по учету влияния изменения забоя от песчаной пробки на форму индикаторной кривой приведены в табл. 53 и показаны на рис. 86.

В расчетах использованы формулы (19.4) и (20.4) для определения C_1 и C_3; $a_0 = 0{,}107$ и $b_0 = 0{,}210 \cdot 10^{-3}$.

Из табл. 53 видно, что при изменении высоты пробки $\bar{h}$ от 0,3 до 1,0 коэффициент a уменьшается в 2,52 раза, а коэффициент b – в 1,33 раза. Обработка результатов исследования в координатах $\Delta P^2/\bar{a}Q$ от Q позволяет определить коэффициент a_0, соответствующий коэффициенту a без песчаной пробки, и значение b_0/a.

Для определения значений a и b при $\bar{h} = 0{,}3$, соответствующих начальному их значению до начала разрушения пробки, необходимо использовать формулу (72.4). Следует подчеркнуть, что искажение формы индикаторной кривой от очищения или разрушения пробки может быть выявлено либо непосредственными замерами высоты пробки перед началом и после окончания исследования, либо по форме кривой, если она не приобрела стандартную форму после учета влияния изменения μ, Z, k и l от давления.

4.9. ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССОВ СТАБИЛИЗАЦИИ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ И ДЕБИТОВ НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНОЙ КРИВОЙ

Исследование скважин методом установившихся отборов требует полной стабилизации забойных (устьевых) давлений, температур и дебитов на каждом режиме. Это условие соблюдается сравнительно быстро в скважинах, вскрывших высокопроницаемые пласты. В таких скважинах, расположенных в ограниченном пласте или в окружении соседних скважин, продолжительность испытания на отдельных режимах не вызывает искажения формы индикаторной кривой. Обычно это условие нарушается при испытании скважины, вскрывшей низкопроницаемые пласты. Несоблюдение условий по стабилизации $P_з$, T и Q на отдельных режимах и процесса восстановления давления между режимами приводит к нарушению относительно достижения контура питания на каждом режиме. При различных продолжительностях работы скважины на отдельных режимах в формуле (15.4) вместо $R_к$ имеют место переменные радиусы $R_1, R_2, R_3,..., R_n$ и т.д., в результате чего коэффициенты a и b при прочих равных условиях на отдельных режимах становятся переменными. Следует подчеркнуть, что при этом различие значений $R_1, R_2, R_3,..., R_n$ на разных режимах практически мало влияет на коэффициент b. Более заметно изменение коэффициента a, хотя радиусы дренируемых на каждом режиме зон входят в формулу как подлогарифмическая функция и несущественно изменяют величину a. Влияние процесса стабилизации забойных давлений и дебитов через радиусы дренируемых зон и величина давлений показаны на примере разведочной скважины 5 Карачаганакского месторождения.

Пример. Оценить степень изменения коэффициентов a и b в результате несоблюдения изохронности процесса стабилизации давления и дебита. Исходные данные приведены в табл. 54.

Из таблицы видно, что на 1-м и 2-м режимах с $d = 12 \cdot 10^{-3}$ м скважина работала 72 и 88 ч и при этом $P_{зат.1} = P_{зат.2} = 14{,}2$ МПа. На следующих режимах с диаметром диафрагм $d = 8 \cdot 10^{-3}$ м продолжительность работы составляла 13 и 9 ч. Разница в затрубных давлениях в зависимости от продолжительности работы составляет $P_{зат}$ (9 ч) – $P_{зат}$ (13 ч) = 0,6 МПа, а в буферных $\Delta P_б = 0{,}36$ МПа. Эти разницы показывают, что на 3-м и 4-м режимах процесс фильтрации не стабилизировался. На следующих двух режимах скважина работала соответственно 10,2 и 15 ч. О нестабилизации процесса говорит и то, что при одинаковых диафрагмах $D = 12 \cdot 10^{-3}$ м температура оказалась 277 и 290 К. Поэтому, несмотря на измерения забойных давлений глубинным манометром, результаты испытания не могут дать достоверную информацию о коэффициентах a и b и о режиме эксплуатации скважины. Продолжительность стабилизации можно оценить по формуле

$$t_{ст} = 360\pi R_к^2 m\alpha_г \mu / kP_{пл}, \qquad (76.4)$$

где $t_{ст}$ – время, необходимое для полной стабилизации давления, с; $R_к$ – радиус контура питания, м; $\alpha_г$ – газонасыщенность; m – коэффициент пористости; μ – коэффициент вязкости, мПа · с; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; k – коэффициент проницаемости. Для исходных данных $m = 0{,}2$; $\alpha_г = 0{,}65$; $P_{пл} = 58{,}7$ МПа; $k = 0{,}02$ мкм^2; $\mu = 0{,}05$ мПа · с получено $t_{ст} = 557\,480$ с. Следовательно, на всех режимах исследования не наступила стабилизация давления. На 1-м и 2-м режимах не стабилизировалась и температура газа, которая незначительно могла повлиять на величины $P_{заб}$ и $P_б$. Значения R при различных режимах исследования с различной продолжительностью приведены в табл. 54. Исходя из этих величин, оцениваются значения a и b. Для известных величин $a = 0{,}270$ и $b = 0{,}28 \cdot 10^{-3}$ при $R = R_к$ вычисляют a и b при $R = 50{,}9$ и 160 м. При $R = R_к = 500$ м и $R_с = 0{,}1$ м

$$a_1 = a / \ln R_к / R_с = 0{,}27 / 8{,}517 = 0{,}0317,$$

$$b_1 = b / (1/R_с - 1/R_к) = 0{,}00028 / [10 - 0{,}002] \cong 0{,}000028.$$

Тогда для $R = 50{,}9$ м $\quad a(50{,}9) = 0{,}0317 \cdot 6{,}232 = 0{,}1976,$

$$b(50{,}9) = 0{,}000028 \cdot (10–0{,}0196) = 0{,}0002794$$

и для $R = 160$ м $\quad a(160) = 0{,}0317 \cdot 7{,}378 = 0{,}2338,$

$$b(160) = 0{,}000028 \cdot (10–0{,}00625) = 0{,}0002798.$$

Таблица 54

Данные исследования скважины Карачаганакского месторождения

Номер режима	Продолжительность работы, с	Линия испытания	Диаметр диафрагмы d, 10^{-3} м	Давление, МПа			$T_г$, К	Радиус дренажа R, м
				$P_{заб}$	$P_б$	$P_з$		
1	259 200	Через ДИКТ	12	14,2	7,56	23,87	277	143,9
2	316 800	То же	12	14,2	7,56	23,87	290	159,0
3	46 800	"	8	18,6	11,54	34,35	289	61,0
4	32 400	"	8	19,2	11,90	34,35	286,5	50,9
5	40 320	"	5	24,1	16,12	41,15	284	56,7
6	54 000	"	3	29,8	21,24	47,17	282	65,7
7	1 015 200	Остановка	0	36,8	32,84	58,63	–	–
8	295 200	через Порта-Тест	12	13,6–15,1	7,6–8,1	–	–	153,7
9	320 400	То же	8	18,8–20,6	11,4–11,9	–	–	160,0

Обработка индикаторных кривых показывает, что при прочих равных условиях, т.е. при постоянстве всех остальных параметров, входящих в формулу притока газа, индикаторная кривая выпуклостью к оси ΔP^2 может иметь заметное место только при существенном (от $R = 5$ до $R = 500$ м) изменении радиуса зоны дренированы на 1-м и последнем режимах исследования. Для радиуса зоны дренирования $R = 5$ м продолжительность работы на режиме равна $t = 3132$ с.

4.10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Имеющиеся методы определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений и параметров пласта разработаны для однородных пластов постоянной толщины. Использование этих методов для многопластовых залежей требует учета их особенностей. На практике, как правило, в процессе испытания фиксируют устьевые забойные давления, температуру и суммарный дебит скважины. Если месторождение двухпластовое с раздельным способом эксплуатации, то возможен вариант фиксации дебита раздельно. Обработка фиксированных данных согласно методике исследования скважин, полученной для однопластовых залежей, приводит к получению осредненных параметров, не характерных для отдельных пропластков. Такие данные дают ложные сведения о характере истощения залежи, об обводнении отдельных пропластков и др. Для качественного определения параметров отдельных пропластков многопластовых залежей существуют две возможности.

1. Определение параметров и коэффициентов фильтрационных сопротивлений каждого пропластка путем измерения их давления, температуры и дебита. В принципе такие измерения возможны, но для этого требуется проведение специальных исследований с применением глубинных манометров, дебитомеров.

2. Создание методики определения параметров и коэффициентов фильтрационных сопротивлений каждого пропластка путем использования данных измерения общего давления, температуры и расхода газа на устье скважины.

Выполнение первого из возможных вариантов связано с определенными трудностями. Поэтому желательно искать возможность определения параметров много-

пластовой залежи по данным измерения общего давления, температуры и расходов всех пропластков на устье скважины.

Приток газа к скважине из каждого пропластка многопластовой залежи описывается формулой

$$P_{\text{пл}i}^2 - P_{3i}^2 = a_i Q_i + b_i Q_i^2, \tag{77.4}$$

где $P_{\text{пл}i}$, P_{3i} – пластовое и забойное давления i-го пропластка; a_i, b_i – коэффициенты фильтрационных сопротивлений i-го пропластка; Q_i – дебит i-го пласта.

Формулу (77.4) представим в виде

$$Q_i = \frac{-a_i}{2b_i} + \sqrt{\left(\frac{a_i}{2b_i}\right)^2 + \frac{\Delta P_i^2}{b_i}}. \tag{78.4}$$

Суммарный дебит всех пропластков, вскрытых единым фильтром, будет

$$Q = -\sum_{i=1}^{n} \frac{a_i}{2b_i} + \sum_{i=1}^{n} \sqrt{\left(\frac{a_i}{2b_i}\right)^2 + \frac{\Delta P_i^2}{b_i}}, \tag{79.4}$$

где n – число пропластков, вскрытых скважиной.

Формула (79.4) справедлива для скважин, совершенных по степени вскрытия.

Как правило, начальное пластовое давление отдельных пропластков многопластовой залежи отличается на величину столба газа согласно последовательности их залегания. Однако в процессе разработки в зависимости от продуктивности отдельных пропластков, от запасов и отбора газа, а также от наличия гидродинамической связи между пропластками пластовые давления могут отличаться больше чем на величину столба газа. В таких случаях без измерения пластового давления каждого пропластка невозможна обработка результатов испытания скважин. Забойное давление каждого пропластка обусловливается режимом эксплуатации скважины, т.е. проходным сечением диафрагмы штуцера на устье. Забойные давления, так же как и пластовые, отличаются на величину столба газа согласно последовательности их залегания. В целом если разница квадратов пластовых и забойных давлений пропластков вызвана только высотой столба газа, то для сравнительно небольших (200–300 м) толщин газонасыщенных неоднородных пластов величины ΔP_i^2 могут быть приняты постоянными, т.е.

$$\Delta P_1^2 = \Delta P_2^2 = \Delta P_3^2 = \ldots = \Delta P_n^2. \tag{80.4}$$

В противном случае отсутствует возможность определения параметров пласта по устьевым замерам.

Представим уравнение (79.4) в виде

$$Q = \sum_{i=1}^{n} \frac{a_i}{2b_i}\left[\left(1 + 4\Delta P^2 \frac{b_i}{a_i^2}\right)^{1/2} - 1\right]. \tag{81.4}$$

Разлагая выражение $[1 + 4\Delta P^2 b_i/a_i^2]^{1/2}$ в биноминальный ряд и используя первый член ряда $N = 1$, вместо (81.4) можно получить

$$\Delta P^2 / Q = 1 / \left[\sum_{i=1}^{n} 1/a_i + \sum_{i=1}^{n} \sum_{N=2}^{\infty} F(N) b_i^{N-1} a_i^{1-2N} (\Delta P^2)^{N-1}\right]. \tag{82.4}$$

При $\Delta P^2 \to 0$ формулу (82.4) можно представить в виде

$$\Delta P^2 / Q = 1 / \sum_{i=1}^{n} 1/a_i. \tag{83.4}$$

Следовательно, кривая, соответствующая зависимости $\Delta P^2/Q = f(Q)$ при Q, стремящемся к нулю, что равносильно $\Delta P^2 \to 0$, будет отсекать на оси ординат отрезок

$$A_1 = 1 / \sum_{i=1}^{n} 1/a_i. \tag{84.4}$$

Сопоставляя зависимость $\Delta P^2/Q$ от Q для многопластовой залежи по формулам (83.4) и (15.4), нетрудно установить, что для таких залежей эта зависимость проходит между двумя прямыми, описываемыми формулами

$$\Delta P^2/Q = A_1 + BQ, \quad \Delta P^2/Q = A + BQ. \tag{85.4}$$

При этом A_1 всегда меньше A.

Таблица 55

Значения коэффициентов a_i и b_i по пачкам

Коэффициент	Пачки свиты медистых песчаников				
	I	II	III	IV	V
a_i	0,804	1,888	0,570	0,820	0,610
b_i	0,0037	0,0123	0,0022	0,0098	0,00935

Пример. Скважина Шебелинского месторождения вскрывает 5 пачек свиты медистых песчаников. Значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений каждой из пачек, полученных в результате поинтервальных испытаний, приведены в табл. 55.

Результаты расчетов по определению коэффициентов A и A_1 показаны на рис. 87 в координатах $\Delta P^2 / Q$ от Q. При расчетах величины $P_{пл}$ и $P_з$ для всех пропластков принимались одинаковыми, что допустимо при сравнительно небольших толщинах пропластков и регулированном отборе газа из отдельных пропластков. При наличии гидродинамической связи между пропластками регулирование отборов из отдельных пропластков не обязательно. Как видно из рис. 87, кривая $\Delta P^2 / Q$ от Q направлена выпуклостно вверх и отсекает на оси ординат отрезок, равный A_1 = 0,15. При дебитах, превышающих 500, кривая выполаживается в прямую, которая отсекает на оси ординат отрезок, равный A = 0,184. Разница между A и A_1 составляет 15%.

Таким образом, установлено, что приток газа к скважине, вскрывшей несколько продуктивных пропластков, выражается недвучленным уравнением типа (15.4). Поэтому при определении коэффициентов фильтрационных сопротивлений многопластовой залежи следует учесть влияние многопластовости на коэффициенты a и b, используемые в дальнейшем для прогнозирования основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

В ряде случаев кривую $\Delta P^2/Q$ от Q многопластовой залежи трудно отличить от прямой, и поэтому в результате обработки данных испытания определяют коэффициенты A_1 и B_1. При этом значение B_1 всегда будет больше расчетного значения коэффициента B_1.

Представим уравнение (82.4) в виде

$$\frac{\Delta P^2}{Q} = \frac{Q}{[\sum \sqrt{1/b_i}\sqrt{1 + a_i^2 / 4 b_i \Delta P^2}]} + \frac{\sum a_i / b_i}{[\sum \sqrt{1/b_i}\sqrt{1 + a_i^2 / 4 b_i \Delta P^2}]} +$$

$$+ \frac{(\sum a_i / b_i)^2 / Q}{[\sum \sqrt{1/b_i}\sqrt{1 + a_i^2 / 4 b_i \Delta P^2}]}. \tag{86.4}$$

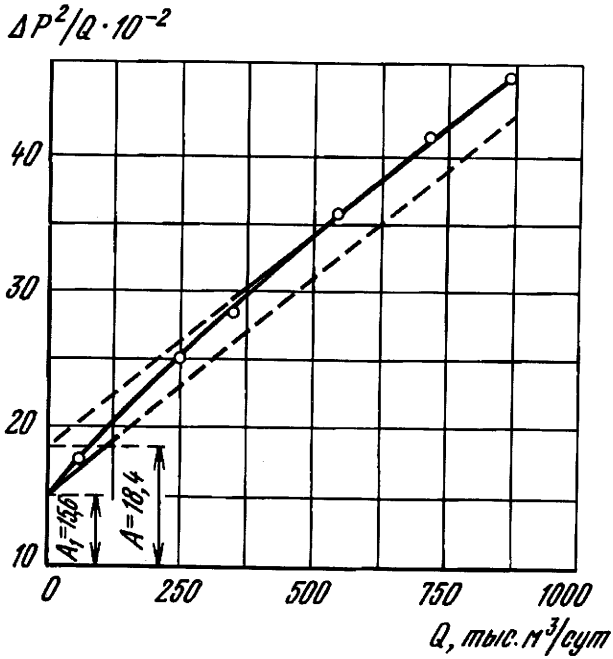


Рис. 87. Результаты обработки индикаторной линии скважины, вскрывшей несколько газоносных пластов с одинаковым пластовым давлением и различными фильтрационными параметрами
A и A_1 – максимальное и минимальное значения линейного коэффициента сопротивления

Из уравнения (86.4) видно, что зависимость $\Delta P^2/Q$ от Q соответствует кривой, направленной выпуклостью вверх и отсекающей на оси ординат отрезок $A = 1/\Sigma 1/a_i$. При значительном увеличении Q, точнее, при Q, стремящемся к бесконечности, что равносильно $\Delta P^2 \to \infty$, кривая, описываемая формулой (86.4), выполаживается и приближается к прямой, описываемой формулой (85.4).

При малом $a_i^2/4b_i$ по сравнению с ΔP^2 можно принять

$$a_i^2/4b_i\Delta P^2 \approx 0, \tag{87.4}$$

тогда вместо формулы (86.4) получим

$$\frac{\Delta P^2}{Q} = \frac{Q}{[\Sigma\sqrt{1/b_i}]^2} + \frac{\Sigma a_i/b_i}{[\Sigma\sqrt{1/b_i}]^2} + \frac{[\Sigma a_i/b_i]^2}{[\Sigma\sqrt{1/b_i}]^2}. \tag{88.4}$$

Как видно из формулы (88.4), с увеличением Q ошибка уменьшается. Поэтому для больших дебитов формулу (88.4) можно заменить на следующую:

$$\frac{\Delta P^2}{Q} = \frac{Q}{[\Sigma\sqrt{1/b_i}]^2} + \frac{\Sigma a_i/b_i}{[\Sigma\sqrt{1/b_i}]^2}. \tag{89.4}$$

Введем обозначения:

$$A = \Sigma a_i/b_i/[\Sigma\sqrt{1/b_i}]^2, \tag{90.4}$$

$$B = 1/[\Sigma\sqrt{1/b_i}]^2, \tag{91.4}$$

тогда общий вид уравнения будет

$$\Delta P^2 = AQ + BQ^2, \tag{92.4}$$

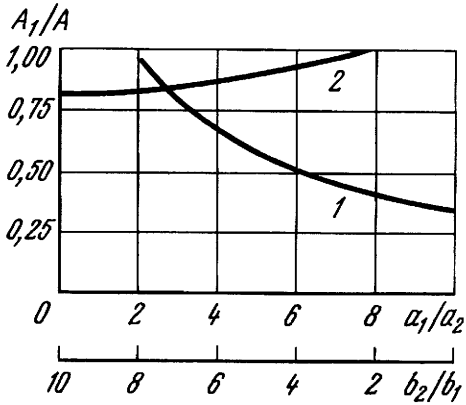


Рис. 88. Зависимости A_1/A от a_1/a_2 при $b_1 = b_2$ (*1*) и от b_1/b_2 при $a_1 = a_2$ (*2*)

Эта формула будет справедлива лишь при больших дебитах и малом $a_i^2/4b_i\Delta P^2$ и при однозначности забойных и пластовых давлений отдельных пропластков. Для иллюстрации зависимости A_1/A от различия коэффициентов a_i и b_i по отдельным горизонтам на рис. 88 показана зависимость A_1/A от a_1, a_2 и b_1, b_2 двухпластовой залежи. При этом установлена зависимость A_1/A от a_1 и a_2 для постоянного $b_i = b_1 = b_2$ и зависимость A_1/A от b_1 и b_2 для постоянного $a_i = a_1 = a_2$. Как видно из рис. 88, основное влияние на разницу между A_1 и A оказывают коэффициенты a_1 и a_2 (кривая *1*) и в меньшей степени на A_1 и A влияют коэффициенты b_1 и b_2 (кривая 2). Из графика видно, что коэффициенты A_1 и A могут отличаться на значительную величину.

4.11. ВЛИЯНИЕ СТОЛБА ГАЗА И ПОТЕРЬ НА ТРЕНИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ МНОГОПЛАСТОВОЙ ЗАЛЕЖИ

Забойное давление перед каждым пропластком отличается от забойного давления выше- или нижележащего пропластка. Различие забойных давлений связано с потерями давления на трение, вызванными движением газа и столбом газа. При сравнительно небольших толщинах отдельных пропластков и всей многопластовой толщи влиянием столба газа и потерями давления на трение можно пренебречь. Однако для значительных газонасыщенных интервалов следует учесть влияние этих двух факторов на величину забойного давления.

Если пластовое давление в отдельных горизонтах распределяется согласно барометрической формуле и разницей в коэффициентах сверхсжимаемости Z и температурой можно пренебречь, то величину $\Delta P_i^2 = P_{\text{пл}i}^2 - P_{\text{з}i}^2$ для любого пропластка можно записать в виде

$$\Delta P_i^2 = \Delta P_1^2 e^{2s_{1-i}} - \sum \theta_{n-(n+1)} \cdot e^{2s_{(n+1)-i}} \left(\sum_{m=n+1}^{N} Q \right)^2, \tag{93.4}$$

где ΔP_1^2 – величина ΔP^2 для верхнего горизонта,

$$s = 0{,}03415\,\bar{\rho} L/ZT, \quad \theta = 0{,}01413 \cdot 10^{-10} \cdot \lambda Z_{\text{ср}}^2 T_{\text{ср}}^2 / D^5. \tag{94.4}$$

С учетом формулы (94.4) уравнение (93.4) представим в виде

$$\Delta P^2 / Q = 1 / \left[\sum_{i=1}^{n} \Delta P_i^2 / a_i \Delta P_1^2 + \sum_{i=1}^{n} \sum_{N=2}^{\infty} F(N) b_i^{N-1} (\Delta P_i^2)^N / a_i^{2N-1} \Delta P_1^2 \right]. \tag{95.4}$$

При небольших ΔP^2 потери на трение становятся ничтожно малыми, и поэтому формулу (93.4) можно упростить:

– без учета потерь давления на трение формула (93.4) примет вид

$$\Delta P_i^2 = \Delta P_1^2 e^{2s_{1-i}}; \tag{96.4}$$

– с учетом (96.4) уравнение (95.4) примет вид

$$\Delta P^2 / Q \approx 1 / \left[\sum e^{2s_{1-i}} / a_i + \sum_{i=1}^{n} \sum_{N=2}^{\infty} F(N) b_i^{N-1} (\Delta P^2)^{N-1} e^{2Ns_{1-i}} / a_i^{2N-1} \right] \approx 1 / \sum e^{2s_{1-i}} / a_i. \quad (97.4)$$

Таким образом, кривая $\Delta P_1^2/Q$ от Q отсекает на оси ординат отрезок A_1, определяемый по формуле (97.4). Обычно при расчетах забойные и пластовые давления приводят на середину вскрытого интервала. Поэтому A_1 следует определять по формуле

$$A_1 = e^{2s_{1-0}} / \sum e^{2s_{1-i}} / a_i, \quad (98.4)$$

где s_{1-0} вычисляется при l, равной расстоянию по высоте верхнего пласта от середины вскрытого интервала.

С ростом дебита скважины увеличиваются потери давления на трение. Когда ΔP_1^2 вырастает до такой степени, что величиной $a_i^2/4b_i\Delta P_1^2 \approx 0$ можно пренебречь, уравнение притока с достаточной для практики степенью точности может быть описано формулой

$$\frac{\Delta P_1^2}{Q} = \frac{\sum a_i / b_i}{\sum e^{2s_{1-i}} / b_i} + \frac{Q}{\sum e^{2s_{1-i}} / b_i}. \quad (99.4)$$

Эта формула справедлива для случаев, когда потерями давления на трение можно пренебречь. Если потерями на трение нельзя пренебречь, то, как видно из формулы (99.4), суммарный дебит скважины оказывается меньше того суммарного дебита, который был бы при неучете потерь на трение. Это может привести к разнообразию индикаторных кривых, получаемых с учетом потерь давления на трение.

Порядок расчета индикаторной кривой при заданных параметрах a_i и b_i следующий:

– задаются депрессией нижнего пласта $\Delta P_н^2$;

– вычисляют дебит нижнего пласта по двучленной формуле;

– по видоизмененной формуле (93.4), где $\Delta P_1^2 = \Delta P_н^2$, рассчитывают ΔP_i^2, т.е. депрессию вышележащего i-го горизонта:

$$\Delta P_i^2 = \Delta P_н^2 / e^{2s_{1-i}} + \sum_{n=1}^{i-1} \theta_{n-(n+1)} / e^{2s_{n-i}} \left(\sum_{m=1}^{n} Q_m \right)^2; \quad (100.4)$$

– рассчитывают по известным a_i и b_i дебит этого горизонта.

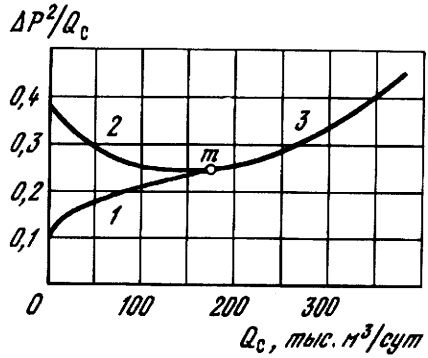
Расчеты дебитов следующих горизонтов проводятся аналогично порядку, изложенному выше.

4.12. О ФОРМЕ ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ, ПОЛУЧАЕМЫХ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С РАЗЛИЧНЫМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

На практике встречаются случаи, когда пластовые давления исследуемых пропластков, вскрытых одной скважиной, не равны. При этом в зависимости от величин давления каждого пропластка, их фильтрационных свойств и создаваемых депрессий в процессе исследования форма индикаторной кривой существенно изменяется. Аналитически такие индикаторные кривые могут быть выражены полиномом. Однако определение коэффициентов полинома по результатам исследования невозможно. Поэтому необходимо выяснить хотя бы наиболее часто встречаемые сравнительно несложные формы таких индикаторных кривых. Ниже рассмотрен приток газа к скважине, вскрывшей двухпластовую залежь. Скважина вскрывает единым фильтром

Рис. 89. Зависимость $\Delta P^2/Q_c$ от Q_c для однородных пластов с различными пластовыми давлениями

1, 2 – начальные участки индикаторной линии при: *1* – $P_1/P_2 < 1$, *2* – $P_1/P_2 > 1$; *3* – конечный участок при любых соотношениях давлений. *m* – точка перегиба, соответствующая $Q_п = 0$



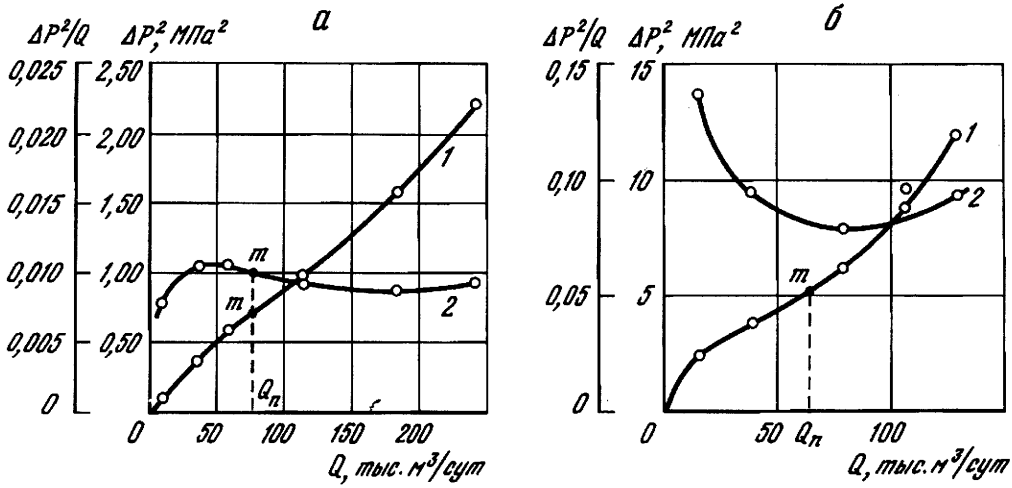


Рис. 90. Зависимости ΔP^2 (*1*) и $\Delta P^2/Q$ (2) от Q, полученные при исследовании скважин, вскрывших двухпластовую залежь с различными пластовыми давлениями (*а*) и фильтрационными свойствами (*б*). Пояснение см. в тексте

два пласта с различными пластовыми давлениями. Пласт 1 с более высоким давлением, чем пласт 2, и поэтому, когда скважина закрыта, т.е. $Q = 0$, происходит переток газа. Переток газа из пласта 1 в пласт 2 описывается формулами

$$P_{пл1}^2 - P_0^2 = a_1 Q_п + b_1 Q_п^2, \qquad (101.4)$$

$$P_0^2 - P_{пл2}^2 = a_2 Q_п + b_2 Q_п^2,$$

где $P_{пл\,1}$, $P_{пл\,2}$ – соответственно пластовые давления пластов 1 и 2; P_0 – забойное давление в остановленной скважине; $Q_п$ – дебит перетекающего газа, когда скважина не работает, тыс. м³/сут; a_1, b_1 и a_2, b_2 – коэффициенты фильтрационного сопротивления пластов 1 и 2. Величину $Q_п$ можно определить из формулы

$$Q_п = \frac{-(a_1 + a_2) + \sqrt{(a_1 + a_2)^2 + 4(b_1 + b_2)(P_{пл1}^2 - P_{пл2}^2)}}{2(b_1 + b_2)}. \qquad (102.4)$$

При пуске скважины в работу для исследования дебит пласта 1 сложится из дебита, полученного на поверхности, и дебита перетока:

$$Q_1 = Q + Q_п, \qquad (103.4)$$

Таблица 56

Обработка результатов исследования скважины

Номер режима	d, 10^{-3} м	$P_д$, МПа	$P_{зат}$, МПа	$P_з$, МПа	$P_з^2$, МПа^2	ΔP^2, МПа^2	Q, тыс. м^3/сут	$\Delta P^2/Q$
1	0		4,46	4,67	21,81	–	–	–
2	5	4,1	4,23	4,42	19,54	2,27	16,6	0,137
3	8	4,0	4,07	4,25	18,06	3,75	40,0	0,094
4	12	3,5	3,78	3,95	15,60	6,21	80,4	0,077
5	16	2,81	3,35	3,50	12,25	9,56	108,0	0,089
6	20	2,1	3,02	3,16	9,99	11,82	130,8	0,091

поэтому индикаторная кривая, построенная по устьевым замерам дебита, будет искажена. Поэтому на индикаторной кривой будут выделяться два участка: I – участок – когда $Q_п > 0$, что равносильно $P_з > P_0$, и II участок – когда $Q_п = 0$ и $Q_2 > 0$, что равнозначно $P_з < P_0$.

Как правило, в скважинах, вскрывших одновременно два пласта с различными пластовыми давлениями, известна только величина P_0. Приток газа в таких случаях будет описываться формулами

$$P_0^2 - P_з^2 = a_1 Q_1 + b_1 Q_1^2 - C_1,$$
$$P_з^2 - P_0^2 = a_2 Q_2 + b_2 Q_2^2 - C_2, \qquad (104.4)$$

где C_1 и C_2 – слагаемые, определяемые по формулам

$$C_1 = a_1 Q_п + b_1 Q_п^2,$$
$$C_2 = a_2 Q_п + b_2 Q_п. \qquad (105.4)$$

При одинаковых коэффициентах сопротивления пластов, т.е. при $a_1 = a_2$ и $b_1 = b_2$, получим $C_1 - C_2 = 0$. Суммируя уравнения (104.4) и учитывая, что $Q = Q_1 - Q_п$, получим

$$2(P_0^2 - P_з^2) = a_1 Q + b_1 Q^2 + (a_1 - a_2) Q_п + (b_1 - b_2) Q_п^2 + 2 b_1 Q Q_п - C_1 + C_2. \qquad (106.4)$$

Из формулы (106.4) следует, что при $Q = 0$, $Q_п = Q_{п.мак}$ $P_0^2 - P_з^2 = 0$, и, следовательно, индикаторная кривая проходит через начала координат с выпуклостью от оси дебитов. Конец участка I характеризуется точкой перегиба m, где $Q_п = 0$ и $Q = Q_1$.

Участок II правее точки перегиба m также описывается уравнением (106.4) при условии, что $Q_п = -Q_2$, т.е.

$$2(P_0^2 - P_з^2) = a_1 Q + b_1 Q^2 - (a_1 - a_2) Q_2 - (b_1 - b_2) Q_2^2 - 2 b_1 Q_1 Q_2 - C_1 + C_2. \qquad (107.4)$$

При $Q = Q_1$ величина $P_0^2 - P_з^2 = C_2$, следовательно, зная C_2, можно определить пластовое давление пласта 2.

Полученная таким образом индикаторная кривая при обработке в координатах $\Delta P^2/Q$ от Q имеет вид, показанный на рис. 89. Если высокое пластовое давление имеет пласт с низкими фильтрационными свойствами, то начальный и конечный участки зависимости $\Delta P^2/Q$ от Q имеют выпуклость к оси дебитов. Если высокое пластовое давление имеет пласт с лучшими фильтрационными свойствами, то начальный участок зависимости $\Delta P^2/Q$ от Q имеет выпуклость от оси дебитов, а затем, переходя через точку перегиба, переходит к выпуклости от оси $\Delta P^2/Q$.

Таблица 57

Исходные данные и результаты их обработки при вскрытии двухпластовой залежи с различными пластовыми давлениями

Номер режима	Диаметр диафрагмы d, 10^{-3} м	$P_д$, МПа	$P_з$, МПа	$P_з^2$, МПа^2	ΔP^2	Q, тыс. м^3/сут	$\Delta P^2/Q$
1	0	–	5,784	33,455	0	0	–
2	3,00	5,460	5,779	33,397	0,058	7,5	0,0077
3	6,00	5,433	5,756	33,132	0,323	31,6	0,0102
4	8,07	5,427	5,734	32,880	0,575	55,1	0,0105
5	11,05	5,420	5,701	32,500	0,955	108,0	0,0088
6	15,85	4,788	5,638	31,787	1,568	183,4	0,0085
7	19,00	4,290	5,588	31,226	2,219	238,4	0,0089

Пример. Обработать результаты исследования скважины, вскрывшей двухпластовую залежь с различными пластовыми давлениями, по данным, приведенным в табл. 56. При этом известны только Q и $P_з$ на различных режимах.

Результаты обработки в координатах ΔP^2 и $\Delta P^2/Q$ от Q показаны на рис. 90, *а*. Построив по данным табл. 56 графическую зависимость $\Delta P^2/Q$ от Q, в точке перегиба m определяют величину пластового давления пласта 2. Из характера кривых определяется, что пласт с высоким давлением имеет лучшие фильтрационные свойства.

Пример. Определить по характеру индикаторной кривой наличие двух пластов с различными пластовыми давлениями. Исходные данные, полученные при исследовании, и результаты расчетов приведены в табл. 57.

Результаты расчетов показаны на рис. 90, *б*, из которых видно, что имеет место эксплуатация двух пластов с различными пластовыми давлениями. При этом пласт с лучшими фильтрационными свойствами имеет более высокое давление. В этом случае начальный участок индикаторной кривой не имеет резкой выпуклости от оси дебитов, а конечный участок имеет выпуклость к оси дебитов.

4.13. ВЛИЯНИЕ ВКЛЮЧЕНИЯ НОВЫХ ИНТЕРВАЛОВ В ПРОЦЕССЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ

В ряде случаев в процессе исследования скважин по мере роста депрессии на пласт происходит включение новых интервалов в работу скважины, т.е. изменение толщины работающего интервала. Подключающиеся по мере роста депрессии на пласт новые интервалы, как правило, имеют свои проницаемости и макрошероховатости. При равенстве пластовых давлений новых интервалов их фильтрационные свойства должны ухудшаться с увеличением депрессии на пласт. Поэтому коэффициенты a и b, зависящие от k, l и h, могут изменяться от режима к режиму либо произвольно, либо постепенно ухудшаясь, если месторождения истощаются неравномерно. Увеличение или уменьшение a и b будет характеризоваться изменениями $k(\Delta P)$, $l(\Delta P)$ и $h(\Delta P)$. Уравнение притока при этом будет иметь вид

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = \frac{Q\mu Z P_{ат} T_{пл} \ln R_к / R_с}{\pi k(\Delta P) h(\Delta P) T_{ст}} + \frac{\rho_{ат} P_{ат} T_{пл} Z(1/R_с - 1/R_к) Q^2}{2\pi^2 l(\Delta P) h^2(\Delta P) T_{ст}}. \qquad (108.4)$$

В данном случае рассматриваются изменения k, l и h только от ΔP, т.е. рассматривается только включение новых интервалов при исследовании с новыми параметрами k, l и h. Изменение же коэффициентов проницаемости и макрошероховатости от давлений в данном случае не рассматривается, хотя учет этих изменений для подключившихся пропластков не вызывает особой трудности. Изменение толщины работающего интервала по мере роста депрессии на пласт происходит в результате очищения призабойной зоны пласта, различия пластовых давлений отдельных пропластков и характера изменения отдельных пропластков от депрессии. Чем больше толщины вновь подключенного в работу пласта и чем выше коэффициенты проницаемости и макрошероховатости, тем меньше будут значения a и b и тем сильнее будет меняться характер индикаторной кривой. В целом характер изменения индикаторной линии определяется совокупным влиянием $\mu(P, T)$, $Z(P, T)$, $k(P)$, $k(\Delta P)$, $l(P)$, $l(\Delta P)$ и $h(\Delta P)$.

Учет влияния коэффициентов проницаемости и макрошероховатости вновь подключенных пропластков является наиболее сложной задачей по сравнению с другими параметрами, влияющими на форму индикаторной линии. Эта сложность связана с тем, что:

– во-первых, одной из задач исследования скважины является определение проницаемости и макрошероховатости пласта, а в данном случае для правильной интерпретации индикаторной кривой требуется знание величин k и l для каждого подключающегося в работу интервала;

– во-вторых, все другие параметры, за исключением k и l, зависящие от давления и депрессии на пласт, могут быть вычислены путем использования аналитических или графических зависимостей либо измерены соответствующими контрольно-измерительными приборами.

Используя известное соотношение между проницаемостью и макрошероховатостью (66.4), рассмотрим совместное влияние изменения $k(\Delta P)$ и $h(\Delta P)$ на форму индикаторной линии. При этом возможны различные варианты изменения $k(\Delta P)$ и $h(\Delta P)$. Наиболее простым вариантом является предположение, что $k(\Delta P)$ не зависит от депрессии на пласт, т.е. проницаемости, и, следовательно, макрошероховатости новых интервалов одинаковы. Тогда изменение коэффициентов a и b будет происходить только за счет изменения h от ΔP. Значения коэффициентов a и b при этом будут определяться аналогично методике, разработанной для многопластовой залежи. В частности, суммарные коэффициенты $a_{об}$ и $b_{об}$ будут определяться по формулам

$$a_{об} = \frac{\sum a_i / b_i}{[\sum \sqrt{1/b_i}]^2}, \quad b_{об} = \frac{1}{[\sum \sqrt{1/b_i}]^2}, \tag{109.4}$$

где a_i, b_i – коэффициенты сопротивления i-го пропластка.

Если изменяется только толщина газоотдающего интервала, то коэффициенты a_i и b_i могут быть представлены в виде

$$a_i = a'/h_i(\Delta P_i), \quad b_i = b'/h_i^2(\Delta P_i), \tag{110.4}$$

где

$$a' = \mu Z P_{ат} T_{пл} \ln R_к / R_с / \pi k T_{ст}, \quad b' = \rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} (1/R_с - 1/R_к) / 2\pi^2 l T_{ст}.$$

Для линейного увеличения толщины газоотдающего интервала по мере роста депрессии на пласт, т.е. для случая $h_i(\Delta P_i) = i h_1(\Delta P_1)$, значения коэффициентов a_i и b_i

Таблица 58

Обработка результатов исследования скважины с учетом изменения h от ΔP

Номер режима	I вариант				II вариант					
	$P_з$, МПа	ΔP^2	Q_I, тыс. м^3/ сут	$\Delta P^2/Q_I$	$h_i(\Delta P_i)$, м	a_i	b_i	Q_{II}, тыс. м^3/ сут	$\Delta P^2/Q_I$	$(\Delta P^2 h_i(\Delta P_i))/Q_{II}$
1	24,32	9	100	0,09	0,636	0,0400	0,5000	100	0,090	0,057
2	24,13	28	200	0,19	1,272	0,0200	0,1250	400	0,070	0,089
3	23,83	57	300	0,19	1,908	0,0133	0,0555	900	0,063	0,120
4	23,00	96	400	0,24	2,544	0,0100	0,0312	1600	0,060	0,160
5	21,91	145	500	0,29	3,180	0,0008	0,0200	2500	0,058	0,184

на каждом режиме будут определяться следующими формулами:

1-й режим: $a_1 = a'/h_1,\ b_1 = b'/h_1^2$;

2-й режим: $a_2 = a'/(h_1 + h_2),\ b_2 = b'/(h_1 + h_2)^2$;

3-й режим: $a_3 = a' / \sum_1^3 h_i,\ b_3 = b' / \left[\sum_1^3 h_i\right]^2$;

4-й режим: $a_4 = a' / \sum_1^4 h_i,\ b_4 = b' / \left[\sum_1^4 h_i\right]^2$;

5-й режим: $a_5 = a' / \sum_1^5 h_i,\ b_5 = b' / \left[\sum_1^5 h_i\right]^2$,

где $h_1, h_2, h_3, ..., h_n$ – новые толщины, подключенные в работу скважины на каждом режиме.

Пример. Определить коэффициенты a и b по результатам исследования скважины с переменной от режима к режиму толщиной $h_i(\Delta P_i) = i \cdot h_1(\Delta P_1)$ при исходных данных: μ = 0,0207 МПа · с, Z = 0,83, $T_{пл}$ = = 323 К, $\bar{\rho}$ = 0,6, $R_к$ = 500 м, $R_с$ = 0,1 м, k = 0,2 мкм^2, h = 0,636 м. При $h_i(\Delta P_i) = h_1(\Delta P_1)$ = const a = 0,04, b = 0,0005, $P_{пл}$ = 25 МПа; k_i и l_i подключенных пропластков одинаковы. Результаты расчетов приведены в табл. 58 и показаны на рис. 91, 92.

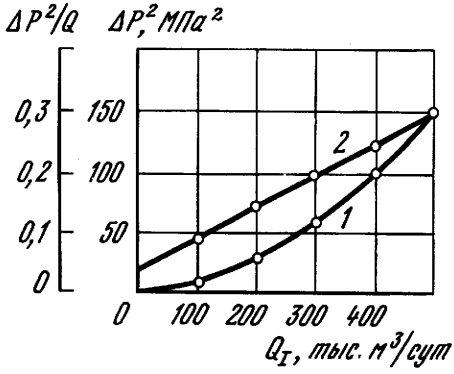
В варианте I данные результатов исследований, когда h = const и k = const, индикаторная кривая имеет эталонный вид, показанный на рис. 91. В варианте II в координатах $\Delta P^2/Q_{II}$ от Q_{II} коэффициенты не определяются, так как они переменны от режима к режиму. Поэтому обработка проведена по формуле

$$\frac{(P_{пл}^2 - P_з^2)h_i(\Delta P_i)}{Q_{II}} = a^* + b^* Q_{II}, \qquad (111.4)$$

где

$$a^* = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл} \ln R_к / R_с}{\pi k T_{ст}},\quad b^* = \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} (1/R_с - 1/R_к)}{2\pi^2 l h (\Delta P) T_{ст}}. \qquad (112.4)$$

Предложенный способ определения a и b не исключает погрешности коэффициента b, так как тангенс угла наклона "прямой", полученный в координатах $\Delta P^2 h_i(\Delta P_i)/Q$



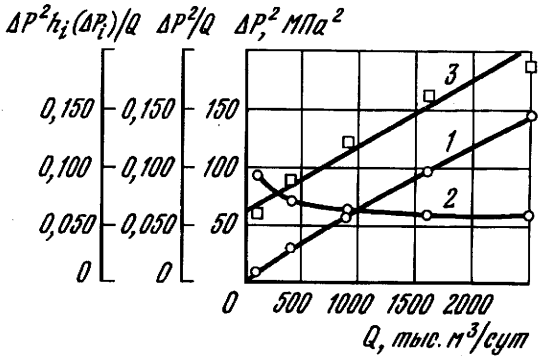


Рис. 91. Зависимости ΔP^2 (*1*) и $\Delta P^2/Q$ (*2*) от Q при постоянных значениях $K(\Delta P)$ и $h(\Delta P)$ на различных режимах работы газовой скважины

Рис. 92. Зависимость ΔP^2 (*1*); $\Delta P^2/Q$ (*2*) и $\Delta P^2 h_i(\Delta P_i)/Q$ (*3*) от Q при различных режимах работы скважины в процессе исследования и $K(\Delta P) = \text{const}$; $h_i(\Delta P_i) = ih_1(\Delta P_1)$

от Q, содержит переменную толщину $h_i(\Delta P_i)$ в структуре коэффициента b^* [см. формулу (112.4)]. Для качественной интерпретации индикаторных кривых, меняющихся при изменении $h(\Delta P)$ от режима к режиму, необходима обработка кривой, описываемой полиномом с переменными коэффициентами.

Если от режима к режиму линейно увеличивается толщина газоотдающего интервала, то полученная кривая зависимости ΔP^2 от Q имеет выпуклость к оси ΔP^2. Если увеличение толщины происходит только на первых двух-трех режимах, то индикаторная кривая вначале имеет одну кривизну (в большинстве случаев с выпуклостью к оси ΔP^2), а затем, после перехода на режимы $h = \text{const}$, другую стандартную кривизну с выпуклостью к оси Q. Различные варианты формы индикаторной кривой при $k_i = \text{const}$ и $h_i(\Delta P_i) = ih_i(\Delta P_1)$ показаны на рис. 92. На практике возможны случаи, когда на 2-м режиме подключается только один пропласток со своими k_i, l_i, h_i, а затем на следующих режимах все остается, как на 2-м режиме. Аналогичный случай может происходить и на 3-м, 4-м или на других режимах. При этом могут быть случаи, когда h_i в отличие от первого пропластка может быть очень большой толщины, так же как и проницаемости подключающихся интервалов на любом из режимов. Наиболее достоверная информация о толщине подключающегося пропластка может быть получена путем проведения дебитометрии в скважине. Однако, когда такие исследования не проведены, а индикаторная кривая имеет одну из форм, показанной на рис. 93 (после учета влияния всех других факторов, также приводящих к искажению индикаторной кривой), необходимо обработать полученные результаты с учетом изменения $k(\Delta P)$ и $h(\Delta P)$.

При одновременном влиянии на форму индикаторных кривых подключения новых интервалов с различными проницаемостями и макрошероховатостями возможны следующие варианты:

– толщина и проницаемость новых подключающихся в работу скважины интервалов изменяются произвольно;

– толщина подключающихся интервалов растет с определенной закономерностью (линейно, квадратично, экспоненциально и т.д.), а проницаемость (следовательно, и макрошероховатость) этих интервалов меняется хаотично. В этом случае, так же как и в предыдущем, тенденция изменения индикаторной кривой будет зависеть от совместного влияния $k_i(\Delta P_i)$, $h_i(\Delta P_i)$ и $l(\Delta P_i)$, $h_i^2(\Delta P_i)$;

– толщина подключающихся интервалов на различных режимах меняется про-

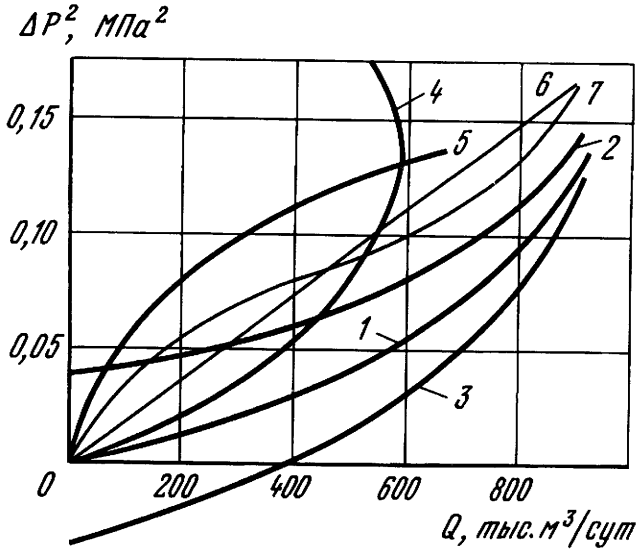


Рис. 93. Формы индикаторных кривых, полученных при исследовании газовой и газоконденсатной скважин
1 – стандартная кривая, получаемая при постоянных коэффициентах a и b от режима к режиму, при достоверных измерениях величин $P_{пл}$, $P_{зi}$ и Q_i, а также при полной стабилизации забойных давлений и дебитов на отдельных режимах работы и полном восстановлении пластового давления между режимами; *2–7* – кривые, полученные при: *2, 3* – закономерных ошибках в измерении величин $P_{пл}$, $P_{зi}$ и Q_i, *4* – существенном ухудшении фильтрационных свойств пласта по мере роста депрессии на пласт, *5* – непрерывном увеличении K и h от режима к режиму в процессе исследования, *6* – линейном законе фильтрации, *7* – непрерывном увеличении K и h до пересечения с прямой *6* с последующим постоянством параметров пласта и насыщающих его флюидов

извольно, а проницаемость и макрошероховатость растут или убывают с определенной закономерностью;

– толщина подключающихся интервалов $k(\Delta P)$ и $l(\Delta P)$ закономерно растет, или толщина растет, а $k(\Delta P)$ и $l(\Delta P)$ уменьшаются.

Принцип подключения новых интервалов с ростом депрессии на пласт принимается следующий.

1. На 1-м режиме параметры пропластка равны $k_1(\Delta P_1)$ и $h_1(\Delta P_1)$.

2. На 2-м режиме эти параметры $k_2(\Delta P_2)$, $h_2(\Delta P_2)$, и при этом одновременно работает и первый интервал с проницаемостью k_1 и толщиной h_1. Причем параметры второго интервала могут быть бо́льшими или меньшими первого. На следующих режимах подключаются новые интервалы с k и h, и при этом работают и первый и второй интервалы.

По этому принципу выполнены исследования, которые позволили выявить влияния изменения k, l и h одновременно на форму индикаторной кривой. Для проведения расчетов с учетом изменения k, l и h использованы соотношения:

$$a_{1i} = \frac{a''\sum_1^n i^{0,45}}{k_1 h_1 \left[\sum_1^n \sqrt{i^{1,45}}\right]^2}, \quad a'' = ak(\Delta P)h(\Delta P), \tag{113.4}$$

$$b_{1i} = \frac{b''}{0,45 h_1^2 k_1^{1,45} \left[\sum_1^n \sqrt{i^{1,45}}\right]^2}, \quad b'' = bl(\Delta P)h^2(\Delta P), \tag{114.4}$$

Таблица 59

Обработка результатов исследования скважины

Номер режима	ΔP^2, МПа^2	a_{1i}	$b_{1i} \cdot 10^{-3}$	Q, тыс. м^3/сут	$\Delta P^2/Q$	$\Delta P^2 i^2 h_1 k_1$	$\Delta P^2 h_1 k_1 i^2/Q$
1	9	0,04000	0,5000	100	0,090	1,45	0,011
2	28	0,01346	0,0710	540	0,052	14,25	0,026
3	57	0,00675	0,0210	1494	0,038	65,25	0,043
4	96	0,00406	0,0086	3113	0,031	195,40	0,062
5	145	0,00266	0,0042	5567	0,026	461,10	0,083

Таблица 60

Обработка результатов исследования скважины

Номер режима	ΔP^2, МПа^2	a_{1i}	$b_{1i} \cdot 10^{-3}$	Q, тыс. м^3/сут	$\Delta P^2/Q$	$[\Delta P^2 - C_0]/Q$ $C_0 = 1,0$
1	9	0,0400	0,5000	100	0,090	0,0800
2	28	0,0269	0,1940	316	0,089	0,0854
3	57	0,0226	0,1220	597	0,095	0,0938
4	96	0,0200	0,0877	938	0,102	0,1013
5	145	0,0183	0,0686	1326	0,109	0,1090

где

$$l = 0,425 \cdot 10^{-9} k_1^{1,45} (\Delta P).$$

Используя эти формулы, рассмотрим два варианта.

Пример 1. Определить коэффициенты a и b при изменении от режима к режиму толщины по линейному закону, т.е. $h_i(\Delta P_i) = i h_1(\Delta P_1)$; проницаемости k по линейному закону, т.е. $k_i(\Delta P_i) = i k_1(\Delta P_1)$, и макрошероховатости по линейному закону, т.е. $l_i(\Delta P_i) = i \cdot 0,425 \cdot 10^{-9} k_1(\Delta P_1)$. Для этого случая значения коэффициентов a_{1i} и b_{1i} будут определяться формулами

$$a_{11} = a''/k_1 h_1, \quad a_{12} = 0,3364 a''/k_1 h_1, \quad a_{13} = 0,1688 a''/k_1 h_1,$$

$$a_{14} = 0,1016 a''/k_1 h_1, \quad a_{15} = 0,0665 a''/k_1 h_1; \tag{115.4}$$

$$b_{11} = b''/h_1^2 k_1^{1,45}, \quad b_{12} = b''/7,038 h_1^2 k_1^{1,45}, \quad b_{13} = b''/23,727 h_1^2 k_1^{1,45},$$

$$b_{14} = b''/57,821 h_1^2 k_1^{1,45}, \quad b_{15} = b''/119,356 h_1^2 k_1^{1,45}, \tag{116.4}$$

где $a'' = 0,005088$ и $b'' = 0,0196 \cdot 10^{-3}$; $h_1 = 0,636$; $k_1 = 0,2$ мкм^2. Результаты расчетов приведены в табл. 59 и показаны на рис. 94.

Обработать результаты в координатах $\Delta P^2 / Q$ от Q с переменными h, k и l не удается, и поэтому в этих координатах коэффициенты a и b не определяются.

Для получения коэффициентов a и b данные исследования обрабатываются в координатах

$$\Delta P^2 h_1 k_1 i^2 / Q = a^* + b^* Q. \tag{117.4}$$

Эта зависимость показана линией *3* на рис. 94.

Пример 2. Определить коэффициенты a и b при изменении в процессе исследования скважины толщины по линейному закону, т.е. $h_i(\Delta P_i) = i h_1(\Delta P_1)$, и проницаемости по закону $k_i(\Delta P_i) = k_1(\Delta P_1)/i$ при $a'' =$

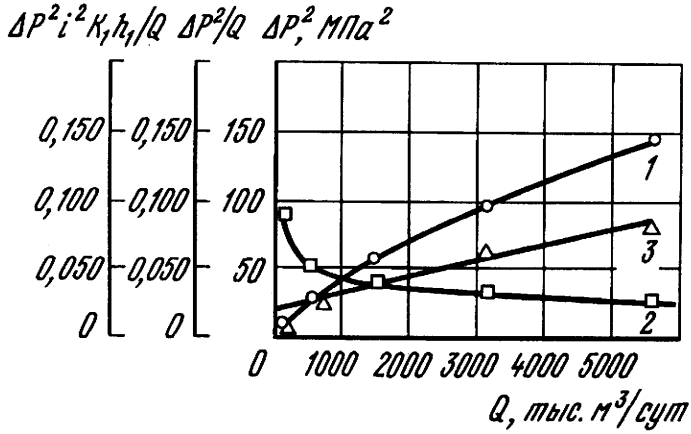


Рис. 94. Зависимости ΔP^2 (*1*); $\Delta P^2/Q$ (2) и $\Delta P^2 i^2 K_1 h_1/Q$ (*3*) от Q при линейном увеличении по мере роста депрессии на пласт $K_i(\Delta P_i) = iK_1(\Delta P_1)$ и $h_i(\Delta P_i) = ih_1(\Delta P_1)$

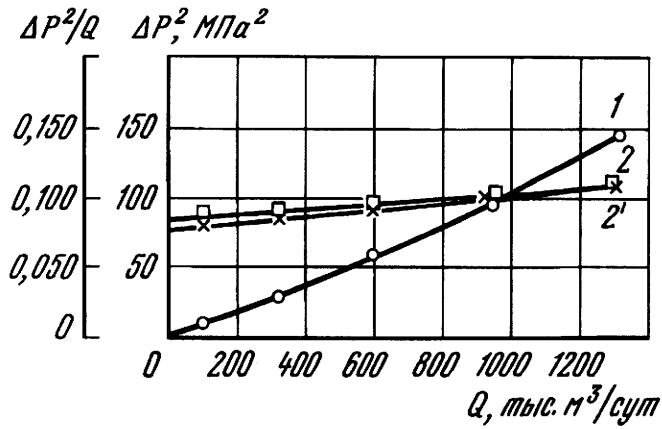


Рис. 95. Зависимости ΔP^2 (*1*) и $\Delta P^2/Q$ (2) от Q при линейном от режима к режиму уменьшении $K_i(\Delta P_i) = K_1(\Delta P_1)/i$ и увеличении $h_i(\Delta P_i) = ih_1(\Delta P_1)$ в процессе исследования скважины; 2^1 – при $C_0 = 1$

$= 0{,}005088$; $b'' = 0{,}0196 \cdot 10^{-3}$. Значения a_{1i} и b_{1i} для заданного случая определяются по формулам

$$a_{1i} = \frac{a'' \sum_1^n (1/i)^{0,45}}{k_1 h_1 \left[\sum_1^n \sqrt{(1/i)^{1,45}}\right]^2}, \qquad (118.4)$$

$$b_{1i} = \frac{b''}{0{,}425 h_1^2 k_1^{1,45} \left[\sum_1^n \sqrt{(1/i)^{1,45}}\right]^2}. \qquad 119.4)$$

Для каждого режима a_{1i} и b_{1i} будут:

$$a_{11} = a''/k_1h_1, \quad a_{12} = 0{,}672a''/k_1h_1, \quad a_{13} = 0{,}566a''/k_1h_1, \quad a_{14} = 0{,}5a''/k_1h_1, \quad a_{15} = 0{,}458a''/k_1h_1; \qquad (120.4)$$

$$b_{11} = b''/h_i^2k_1^{1,45}, \quad b_{12} = b''/2{,}576h_i^2k_1^{1,45}, \quad b_{13} = b''/4{,}088h_i^2k_1^{1,45}, \quad b_{14} = b''/5{,}072h_i^2k_1^{1,45}, \quad b_{15} = b''/7{,}285h_i^2k_1^{1,45}. \qquad (121.4)$$

Результаты расчетов приведены в табл. 60 и показаны на рис. 95.

В этом случае результаты обработки практически близки к стандартной, так как структурных изменений в коэффициенте a не имеется, а в коэффициенте b отразилась степень k, равная 1,45. Поэтому полученные a и b обладают приемлемой достоверностью.

Из приведенного выше примера следует, что если изменения k, l и h от ΔP незначительны, то индикаторные кривые искажаются в меньшей степени, и в таких случаях выявление причин, искажающих индикаторные кривые, встречает определенные трудности. Достаточно часто могут встречаться случаи, когда степень влияния различных параметров может компенсировать друг друга и в конечном счете индикаторная кривая, несмотря на происходящие изменения в процессе испытания отдельных параметров, останется в стандартной форме. Исходя из изложенных при обработке индикаторных кривых, следует обратить внимание на:

– наличие в разрезе пропластков с различными пластовыми давлениями;

– загрязнение призабойной зоны и возможные очищения этой зоны по мере роста депрессии;

– возможность выпадения и накопления в призабойной зоне конденсата;

– возможность образования песчаной или жидкой пробки;

– величину давления и депрессии на пласт, способную существенно изменить свойства газа на различных режимах;

– степень восстановления давления между режимами и стабилизации давления и дебита на режимах;

– возможность образования конуса воды или нефти из нефтяной оторочки;

– возможность образования гидратов и др.

4.14. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ

На большинстве северных месторождений, имеющих сравнительно низкие температуры пласта, в процессе испытания скважин методом установившихся отборов возникают условия для образования гидратов. Эти условия зависят прежде всего от состава газа, его влагосодержания, давлений по пути движения газа, теплофизических свойств газа и окружающей ствол скважины среды и др. Различия перечисленных параметров на разных месторождениях обусловливают неоднозначность равновесных условий гидратообразования даже в пределах одного месторождения со значительными газоносной мощностью и площадью.

Возможность образования гидратов в процессе испытания скважин на различных режимах значительно выше, чем при эксплуатации на заданном режиме, что связано с необходимостью изменения давления и дебита в большом диапазоне при исследовании.

Образование гидратов в призабойной зоне пласта, в стволе скважины, в шлейфе, штуцерах приводит к осложнениям при испытании и большим погрешностям в полученных результатах.

Исследования без осложнений с применением и без применения ингибиторов гидратообразования должны быть проведены, исходя из глубины залегания и района расположения залежи, обусловливающих пластовое давление и температуру, с учетом состава газа и его влагосодержания, наличия и характеристик зоны многолетней мерзлоты и т.д.

Условия образования гидратов выражаются через равновесное давление и температуру гидратообразования $P_р$ и $T_р$. Возможность образования гидратов в призабойной зоне и по стволу скважины на различных режимах в процессе испытания можно исключить только при условии, что на всех предполагаемых режимах при исследовании устьевые давления и температуры будут выше, чем $P_р$ и $T_р$.

В зависимости от характеристики месторождения гидраты в призабойной зоне и в стволе скважины могут образоваться на всех или только на отдельных режимах.

В условиях возможного образования гидратов качественное исследование скважин (исключая специальные исследования) методом установившихся отборов достигается только при условии применения ингибиторов или забойных нагревателей. К основным ингибиторам, применяемым в газовой промышленности, относятся метиловый спирт (метанол), хлористый кальций, гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль) и т.д. Расход ингибитора определяется, исходя из влагосодержания газа. Характеристика ингибиторов и их эффективность меняются в зависимости от их концентрации в растворе.

Ингибиторы гидратообразования снижают температуру гидратообразования и снимают ограничения, вызванные депрессией по пути движения газа и расходом газа. Критериями выбора ингибитора гидратообразования являются: его способность понижать температуру гидратообразования, его стоимость, растворимость в воде, температура замерзания водных растворов, вязкость, возможность регенерации на промысле с минимальными потерями ингибитора.

Понижение равновесной температуры для метанола, этиленгликоля (ЭГ) и диэтиленгликоля (ДЭГ) определяется по формуле

$$\Delta t = KC_2/M(100 - C_2), \tag{122.4}$$

где C_2 – весовая концентрация отработанного ингибитора, %; M – молекулярная масса; K – коэффициент, определяемый экспериментально.

Значения M и K для метанола, ЭГ и ДЭГ приведены ниже:

Ингибитор	M	K
Метанол	32	1295
ЭГ	62	1220
ДЭГ	106	2430

Понижение равновесной температуры при применении хлористого кальция можно определить по эмпирической формуле:

$$\Delta t = 0{,}0275C_2^2. \tag{123.4}$$

Количество ингибитора, вводимого в скважину, определяют, исходя из влагосодержания газа в пластовых и устьевых условиях, дебита скважины и необходимой концентрации ингибитора.

Для своевременного предупреждения гидратообразования важно правильно обосновать норму его расхода.

В настоящее время, как правило, на установках регенерации получают метанол с концентрацией 96% и ниже. Расход ингибиторов гидратообразования можно определить по формуле

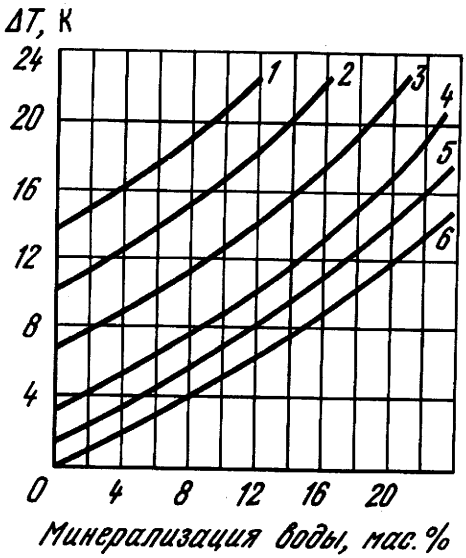
$$G = \frac{W_{H_2O}C_2}{C_1 - C_2} + \frac{100 - C_2}{C_1 - C_2}[g_и + g_к], \tag{124.4}$$

где G – расход ингибитора, кг/1000 м^3; W_{H_2O} – влагосодержание газа, кг/1000 м^3; C_1 – начальная концентрация ингибитора, мас.%; C_2 – концентрация ингибитора, требующаяся для предупреждения гидратообразования, мас.%; $g_и$ – количество ингибитора, переходящее в газовую фазу, кг/1000 м^3; $g_к$ – количество ингибитора, растворенное в углеводородном конденсате, кг/1000 м^3.

Концентрацию ингибитора, обеспечивающую требуемое снижение температуры гидратообразования, можно определить графически из рис. 96, а количество ингибитора, переходящего в газовую фазу, по формуле

$$g_и = 0{,}001\alpha C_2, \tag{125.4}$$

где α – коэффициент распределения (отношение содержания метанола в газовой фазе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в растворе), опреде-



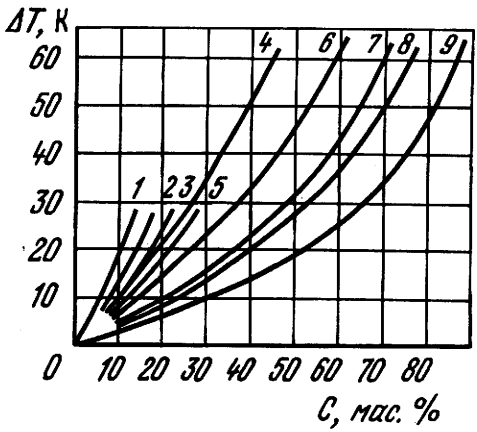


Рис. 96. Понижение температуры гидратообразования природного газа от минерализации воды в зависимости от содержания метанола в пластовой воде

1–6 – содержание CH_3OH, %: *1* – 25, *2* – 20, *3* – 15, *4* – 10, *5* – 5 и *6* – 0

Рис. 97. Зависимость понижения температуры гидратообразования природного газа с $\bar{p}$ = 0,6 от массовой концентрации ингибиторов

1 – LiCl; *2* – $MgCl_2$; *3* – NaCl; *4* – NH_4OH; *5* – $CaCl_2$; *6* – CH_3OH; *7* – ЭГ, *8* – ДЭГ, *9* – ТЭГ

ляемый по формуле

$$\alpha = 1{,}97 \cdot 10^{-2} P^{-0{,}7} \cdot \exp[6{,}54 \cdot 10^{-2} T - 11{,}128], \qquad (126.4)$$

где P – давление в системе, МПа; T – температура, К.

Количество ингибитора в конденсате определяется формулой

$$g_к = 0{,}01 C_к q_к, \qquad (127.4)$$

где $C_к$ – растворимость ингибитора в конденсате, мас.%; $q_к$ – удельный выход сырого конденсата, кг/1000 м^3.

Пример. Определить расход 96 мас.% метанола для предупреждения гидратообразования при следующих условиях: давление P = 10 МПа, температура T = 278 К, температура гидратообразования $T_г$ = 292 К, количество воды в газе W_{H_2O} = 0,2 кг/1000 м^3, количество сырого конденсата $q_к$ = 20 кг/1000 м^3, растворимость метанола в конденсате $C_к$ = 0,2 мас.%.

Необходимое снижение температуры гидратообразования определяется по формуле

$$\Delta T = T_г - T = 292 - 278 = 14 \text{ К}.$$

Минимальная концентрация метанола, обеспечивающая ΔT = 14 К и определяемая из рис. 97, будет $C_2 \approx 26$ мас.%.

Коэффициент распределения, вычисляемый по формуле (126.4), будет

$$\alpha = 1{,}97 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-0{,}7} \exp[6{,}54 \cdot 10^{-2} \cdot 292 - 11{,}128] = 11{,}5.$$

По формулам (125.4), (127.4) определяем количество метанола, переходящего в газовую фазу и растворяющегося в конденсате:

$$g_и = 0{,}31 \text{ кг/1000 м}^3, \quad g_к = 0{,}04 \text{ кг/1000 м}^3.$$

По известным C_1, C_2, $g_и$ и $g_к$ вычисляют расход 96%-ного ингибитора в кг на 1000 м^3 газа:

$$G = \frac{0{,}2 \cdot 26}{96 - 26} + \frac{100 - 26}{96 - 26}(0{,}31 + 0{,}04) \approx 0{,}45 \text{ кг/1000 м}^3.$$

В случае испытания скважин в условиях проявления минерализованной воды необходимо подобрать такую концентрацию метанола (в мас.%), при которой не будет происходить выпадение кристаллической соли из-за наличия ингибитора:

Концентрация метанола	98,6	95,6	93,9	90,7	88,0	85,4	82,8	80,1
Содержание соли	15	16	17	18	19	20	21	22

Следует учесть, что минерализованные воды в определенной степени сами могут предупреждать гидратообразование газов (см. рис. 96).

Пример. Определить расход метанола в условиях приведенного выше примера. Степень минерализованности воды ~16 мас.%.

Из рис. 96 определяем концентрацию метанола в смеси с минерализованной водой 16 мас.%, которая обеспечивает снижение температуры гидратообразования на 14°С; $C_2 \approx 10$ мас.%.

Из приведенных выше концентраций водного раствора метанола следует, что при степени минерализации 16 мас.% и начальной концентрации метанола 96% могут выпадать кристаллы соли. Поэтому начальную концентрацию метанола снижаем до $C_1 \approx 80$ мас.%. Допустим, что значения $g_и$ и $g_к$ остаются неизменными. Тогда, используя формулу (124.4) определяем требуемый расход 80 мас.% раствора:

$$G = \frac{0,2 \cdot 10}{80-10} + \frac{100-10}{80-100}(0,31+0,04) \approx 0,49 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Таким образом, расход 80 мас.% метанола для предупреждения гидратообразования минерализованной водой с концентрацией 16 мас.% составляет ~0,49 кг/1000 м^3 газа.

Приведенная выше методика расчета остается в силе и для гликолей. При этом можно применять $g_и = 0$.

Эта методика пригодна также для электролитов. В данном случае в расчетах надо принять, что не только $g_и = 0$, но и $g_к = 0$.

4.15. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН БЕЗ ВЫПУСКА ГАЗА В АТМОСФЕРУ

При испытании скважин с выпуском газа в газопровод диапазон изменения дебита по сравнению с дебитом, полученным при испытании в атмосферу, заметно сужается. Основная причина сужения диапазона изменения дебита скважин – давление, поддерживаемое в системе сепарации газа или в газопроводе, куда после диафрагмы поступает газ. Ограничение, накладываемое противодавлением системы сепарации или газопровода, не всегда позволяет качественно снять индикаторную линию в скважинах в зависимости от продуктивности пласта и пропускной способности скважины и шлейфа.

Предельное значение дебита, обусловленное характеристикой пористой среды и конструкцией скважины, при испытании с выпуском газа в атмосферу определяется по формуле

$$Q = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4(b+\theta)(P_{пл}^2 + P_{ат}^2 e^{2s})}}{2(b+\theta)}. \qquad (128.4)$$

При поддержании заданного после диафрагмы давления P_2 в системе сбора и транспорта газа предельная производительность скважины будет определяться по формуле

$$Q = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4(b+\theta)(P_{пл}^2 - P_2^2 e^{2s})}}{2(b+\theta)}. \qquad (129.4)$$

Входящие в формулы (128.4) и (129.4) коэффициенты фильтрационного сопротивления a, b и коэффициенты θ и s определяются в соответствии с методиками, изложенными в главах 3 и 4.

Таким образом, если дебиты скважины, определяемые по формуле (128.4) или (129.4), будут соответствовать 80% максимума шкалы дифманометра, то при испытании скважины с выпуском газа в газопровод не возникнут причины, ограничивающие снятие конечного участка индикаторной линии.

Однако при отсутствии системы измерения дебита дифманометром в процессе исследования скважины с выпуском газа в газопровод в некоторых случаях возникают условия, ограничивающие снятие полноценной индикаторной линии. В целом эти ограничения возникают в следующих случаях.

Для снятия полноценной индикаторной линии необходимо снижение давления после диафрагмы практически до атмосферного. Этот случай, как правило, связан с продуктивностью пласта и пропускной способностью ствола скважины.

Минимальный дебит, измеряемый имеющимся дифманометром, из-за низкой его точности не позволяет качественно снять начальный участок индикаторной линии.

Эти недостатки могут быть устранены в следующих случаях.

В системе сбора газа и замера дебита отдельных скважин предусмотрена обводная линия для продувки газа на факел на режимах, требующих давления меньшего, чем давление в сборном пункте или в начале газопровода.

На замерном пункте установлен дополнительный дифманометр, максимальный расход которого должен соответствовать минимальному пределу измерения дебита имеющегося дифманометра.

Этот способ был использован на УКПГ-2 Шатлыкского месторождения, где для измерения дебита газа были установлены дифманометры ДСС-787Н с перепадом давления ΔP = 0,067 и 0,025 МПа.

Обычно на одном групповом сборном пункте встречаются скважины с различной продуктивностью. При установке на замерном пункте линии индивидуального замера дебита каждой из скважин должен быть предусмотрен расходомер на максимальную продуктивность самой высокодебитной скважины. Этот дебит можно оценить по формуле (128.4). Он должен составлять 80% максимума шкалы. Минимальный дебит, измеряемый этим дифманометром, принимается равным 30% максимума шкалы. При выборе дополнительного расходомера его максимальное показание должно соответствовать 30% расхода основного расходомера. Двойная система измерения перепада давления на замерном стенде позволит без замены диафрагм охватить требуемый диапазон изменений дебита при построении индикаторной линии.

Порядок проведения испытания скважин с выпуском газа в газопровод методом установившихся отборов заключается в следующем.

Оценивается дебит исследуемой скважины по формуле (128.4) или (129.4) по исходным данным, полученным предыдущими исследованиями. Если скважина исследуется впервые, то дебит оценивается ориентировочно по данным соседних скважин, соответствующим по своим геолого-техническим параметрам исследуемой, а также с учетом данных ее продувки.

В зависимости от числа предполагаемых режимов полученный дебит скважины равномерно делится на число этих режимов так, чтобы режим с максимальным дебитом соответствовал 80% максимума шкалы измерителя. Режимы, попадающие по дебиту ниже 30% шкалы замера, должны быть исследованы другим дифманометром, максимум которого соответствует 30% первого.

Если исследования проводятся одним из ускоренных методов, то один из режимов, на котором требуется полная стабилизация всех параметров, выбирается таким, чтобы исключались возможность накопления в стволе скважины жидкостной или песчаной пробки, а также влияние упругих свойств пласта и флюидов на характерную зависимость между дебитом и депрессией на пласт.

Если дебит скважины значительно ниже, чем верхний предел номинальной работы дифманометра на высокую производительность, то исследование на всех либо на большинстве режимов проводится расходомером на низкую производительность.

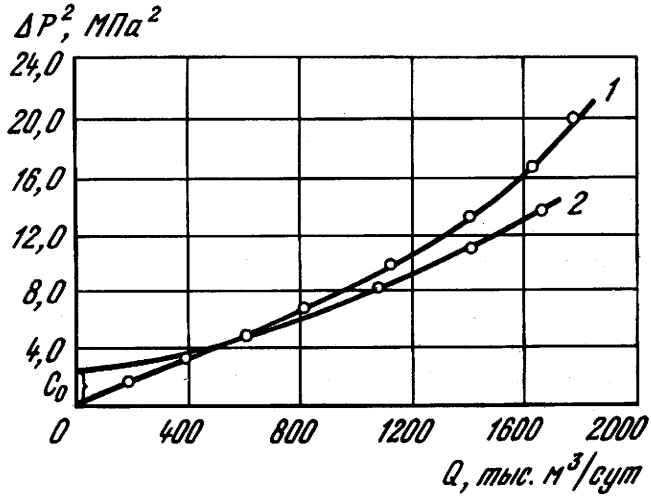


Рис. 98. Зависимости ΔP^2 от Q
1, 2 – исследования с выпуском газа: *1* – в атмосферу, *2* в газопровод

Измерение давления до диафрагмы и перепада давления можно осуществить как самим дифманометром, так и отдельными образцовыми манометрами синхронно с измерением давлений на устье и забое скважины.

Если дебит измеряется до сепарации, то влияние наличия влаги в газе на дебит должно быть учтено согласно рекомендациям, приведенным в главе 9.

Если дебит измеряется после сепарации, то степень точности в пределах номинального интервала шкалы повышается.

Необходимое давление после диафрагм определяется предварительно с учетом устьевого давления, длины шлейфа и давления сепарации или транспорта газа и устанавливается путем использования штуцеров или регулируемых задвижек.

По этой методике была исследована одна из скважин Шатлыкского месторождения. Предварительно в процессе освоения и продувки скважины было установлено, что при эксплуатации скважины без нарушения технологического режима ее работы дебит газа равен $Q_г$ = 2000 тыс. м^3/сут. Для установленного на замерном пункте дифманометра 80% шкалы составляет 1600 тыс. м^3/сут и 30% шкалы – 600 тыс. м^3/сут. Следовательно, в процессе исследования данной скважины в газопровод дебит ее должен быть $600 \leqslant Q \leqslant 1600$ тыс. м^3/сут. Ниже 600 и выше 1600 тыс. м^3/сут погрешность определения дебита может существенно отличаться от рекомендуемой. Кроме того, величина давления у входа в дифманометр и после него не позволяет изменить диапазон изменения дебита при испытании скважины в газопровод.

Рассматриваемая скважина была исследована с выпуском газа в атмосферу и в газопровод. Индикаторные кривые, полученные при этих исследованиях, показаны на рис. 98 кривыми *1* и *2* соответственно. Как видно из кривой *2*, минимальный дебит при исследовании скважины составлял 600 тыс. м^3/сут, а максимальный – немногим более 1600 тыс. м^3/сут. По измеренным данным (всего 4 точки) была проведена кривая *2*, которая отсекает на оси ΔP^2 отрезок, равный C_0. При исследовании скважин с выпуском газа в атмосферу индикаторная кривая *1*, построенная по результатам работы скважины на 8 режимах, проходит через начала координат.

Коэффициенты фильтрационного сопротивления, определенные графически из зависимостей в координатах $\Delta P^2/Q$ и $[\Delta P^2 - C_0]/Q$ от Q, при исследовании скважины с выпуском газа в атмосферу и в газопровод оказались одинаковыми. Отклонение инди-

каторной кривой *2* от кривой *1* связано с погрешностями определения дебита из диаграммы дифманометра. Приведенный пример указывает на необходимость широкого внедрения метода исследования скважин с выпуском газа в газопровод, что позволяет охранять окружающую среду от вредного влияния природного газа, выпускаемого в атмосферу при испытании через ДИКТ, и беречь ресурсы газа.

4.16. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПО ДАННЫМ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

В настоящее время основным способом определения параметров пласта являются газогидродинамические методы исследования. Необходимость определения параметров пласта газогидродинамическими методами существует на всех этапах работы месторождения. Задачи и объемы этих исследований на различных этапах разработки месторождения разные.

В частности, в процессе разведки газогидродинамические исследования проводятся на всех выявленных газоносных объектах. Полученные данные используются при подсчете запасов газа и конденсата и составлении технологической схемы разработки месторождения. В процессе опытно-промышленной эксплуатации месторождения газогидродинамические исследования проводятся с целью уточнения параметров пласта и продуктивности скважин. В периоды разведки и опытно-промышленной эксплуатации месторождения проведение газогидродинамических исследований считается обязательным условием. В процессе разработки залежи с целью контроля за разработкой также проводятся газогидродинамические исследования скважин. В этот период объем исследовательских работ, проводимых с целью контроля за разработкой и ее анализа, зависит от изменчивости параметров пласта во времени. Как правило, коэффициенты фильтрационных сопротивлений определяются по результатам испытания скважин методом установившихся отборов или же модификациями этого метода при длительной стабилизации забойного давления и дебита. Продолжительность испытания газовых скважин методом установившихся отборов на 6–8 режимах в зависимости от коллекторских свойств пласта колеблется в пределах от нескольких часов до нескольких недель. Методическое проведение исследований за столь короткий срок по сравнению с продолжительностью всего процесса разработки залежи оправданно, так как за это время некоторые параметры пласта и свойства насыщающих его жидкостей и газов практически не меняются. Поэтому коэффициенты фильтрационных сопротивлений, определяемых по результатам испытания, характеризуют состояние коллектора и флюида в момент исследования скважины. В процессе разработки месторождения изменяются состояние призабойной зоны, физико-химические свойства газа или газоконденсатной смеси, положение контакта газ–вода, выпадение и в дальнейшем испарение конденсата в пласте и др. В результате этого изменяются и коэффициенты фильтрационных сопротивлений.

Изменение по разной причине одного или нескольких из перечисленных параметров может изменить коэффициенты a и b, определяемые по данным испытания. Наиболее часто коэффициенты фильтрационных сопротивлений меняются в результате изменения физических свойств газа μ и Z, а также проницаемости пласта k от давления. Учет изменения этих параметров рассмотрен в разделах 4.6 и 4.7.

Если использовать данные эксплуатации скважин за сравнительно небольшой период разработки месторождений (на ПХГ такое допущение неприемлемо), то незначительное изменение пластового давления практически не повлияет на величины μ, Z и k. Пластовое давление в течение года изменяется на несколько атмосфер, так как весь процесс разработки длится 20–30 лет.

Одним из основных условий применения данных эксплуатации является полная

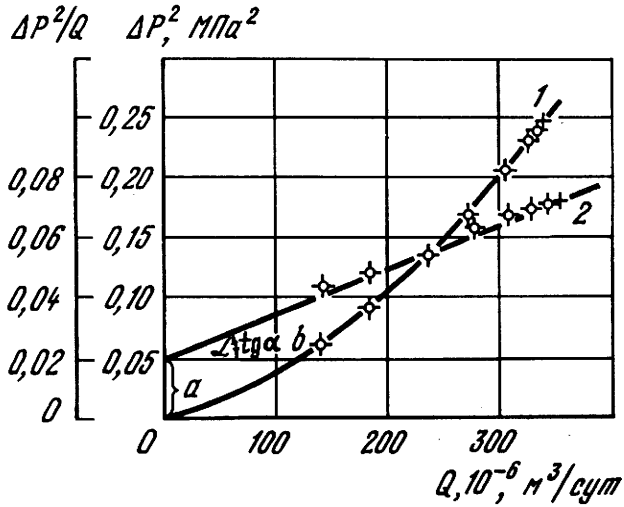


Рис. 99. Зависимости ΔP^2 (*1*) и $\Delta P^2/Q$ (*2*) от Q, полученные по данным исследования (точки) и эксплуатации (крестики)

стабилизация давления и дебита. Это означает, что радиус дренируемой скважиной зоны в разное время и на разных режимах должен быть практически одинаковым. Метод использования данных эксплуатации для определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений допускает возможность изменения пластового, забойного давлений и дебита газа во времени.

Для использования данных эксплуатации в качестве исходной информации, необходимой для расчетов коэффициентов a и b, формулу (15.4) перепишем в виде

$$P_{пл}^2(t_i) - P_з^2(t_i) = aQ(t_i) + bQ^2(t_i), \qquad (130.4)$$

где $P_{пл}(t_i)$, $P_з(t_i)$ и $Q(t_i)$ – пластовое и забойное давления и дебит в момент времени t_i.

При стандартной методике исследования скважин методом установившихся отборов и обработке полученных результатов величина $P_{пл}$ принимается постоянной для всех режимов. Считается, что за время испытания скважины пластовое давление не меняется. В процессе испытания меняют только забойное давление, следовательно, и дебит газа путем смены диафрагм или изменения проходного сечения регулируемым штуцером. При этом получают зависимость между установившимися значениями забойного давления и дебита газа, обрабатывая которую определяют коэффициенты фильтрационных сопротивлений. Для использования данных эксплуатации, которые накапливаются за сравнительно длительное время, необходимо доказать возможность использования переменной величины пластового давления. Из формулы (130.4) видно, что при постоянных значениях коэффициентов a и b каждому времени t_i соответствует свое пластовое давление $P_{пл}(t_i)$. Следовательно, существуют две возможности использования данных эксплуатации.

I. На скважине устанавливают определенный режим, и она сравнительно длительное время работает на режиме. За это время изменяются $P_{пл}$, $P_з$ и Q. Фиксируя $P_{пл}(t_i)$, $P_з(t_i)$ и $Q(t_i)$ в разное время и используя несколько значений этих величин, по формуле (130.4) определяют коэффициенты a и b.

II. За продолжительное время работы скважины происходит изменение $P_{пл}(t_i)$. При этом на скважине меняют режим эксплуатации, т.е. происходит естественное снижение пластового давления и принудительное изменение режима эксплуатации. Эти данные используются для определения коэффициентов a и b.

Правомерность приведенных выше условий для определения коэффициентов

Таблица 61

Результаты определения коэффициентов a и b по данным испытания и эксплуатации скв. 1–3

Номер скважины	Дата исследования	По данным испытания		По данным эксплуатации	
		a	$b\cdot10^{-5}$	a	$b\cdot10^{-5}$
1	20.05.75 г.	0,12	14,0	0,12	14,0
	18.06.76 г.	0,15	6,06	—	—
2	16.04.75 г.	0,14	40,00	—	—
	07.05.76 г.	0,12	35,00	0,14	20,00
3	11–31.07.75 г.	0,10	5,10	0,10	8,30

фильтрационных сопротивлений была проверена экспериментально на моделях пласта и по промысловым данным. Экспериментальная установка позволяет проводить опыты при постоянном на входе давлении $P_{вх} = P_{пл}$ = const, поддерживаемом редуктором, и при переменном на входе в модель пласта давлении $P_{вх} = P_{пл} = P_{пл}(t)$, минуя редуктор. При проведении опытов соблюдались натурные условия по величине скорости фильтрации в призабойной зоне пласта. Построением зависимости забойного давления от расхода газа при $P_{вх}$ = const имитируется процесс исследования скважины методом установившихся отборов. Обрабатывая эти данные, определяют коэффициенты фильтрационных сопротивлений a и b.

При $P_{вх} = P_{пл}(t)$ различные режимы работы установки получены путем снятия зависимости между $P_{вых} = P_{з}$ и расходом газа снижением (или повышением) давления на входе в модель $P_{вх}$ с помощью вентиля. В зависимости от величины проходного сечения вентиля в модели пласта создавались давление и соответствующий расход газа. Каждому значению входного давления соответствовало свое забойное давление, отличающееся от входного на величину потерь давления в модели пласта.

Таким образом, каждая точка на индикаторной линии соответствовала определенному пластовому давлению. Обработка результатов опытов на модели пласта при $P_{вх}$ = const и $P_{вх.} = P_{пл}(t)$ показана на рис. 99. Обработка данных опытов показала приемлемость данных эксплуатации для определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений a и b. Как видно из рис. 99, значения a и b, полученные разными способами, абсолютно идентичны.

Пример. Расчет коэффициентов a и b по данным эксплуатации скв. 1, 2 и 3 на одном из газовых месторождений Республики Якутия.

Для сравнения величин коэффициентов фильтрационных сопротивлений, определенных по данным эксплуатации, с данными исследования были обработаны индикаторные кривые, снятые в процессе испытания скважин. В частности, скв. 1 исследовалась 20.05.75 г. и 18.06.76 г., скв. 2 – 16.04.75 г. и 07.05.76 г., а скв. 3 – 11.07.75 г. Результаты этих исследований и данные эксплуатации скважин на произвольную дату (в частности, ΔP, $P_{пл}$ и Q, изменяющиеся на месторождении), накопленные в 1974–1980 гг., которые обрабатывались по формуле (130.4), приведены в табл. 61.

Сравнение величин коэффициентов a и b, определенных по результатам исследования и по данным эксплуатации, показывает на приемлемую сходимость коэффициентов a и b, определяемых различными методами. Анализ результатов определения коэффициентов a и b по данным эксплуатации скважин показывает, что:

– для использования данного метода необходима устойчивость коллекторов;

– качество определяемых коэффициентов существенно зависит от достоверности данных эксплуатации;

– величину пластового давления следует определять по непосредственным замерам из карты изобар или по уравнению материального баланса;

– при обработке данных необходимо учесть изменение физических свойств газа μ и Z от давления;

– при значительных изменениях параметров пласта в процессе разработки, использование данных эксплуатации для определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений не допускается.

4.17. ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ВСКРЫВШИХ ПЛАСТЫ С ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ

Основная особенность исследования скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой, – возможность преждевременного обводнения скважин за счет образования конусов воды. Интенсивность подъема и время прорыва конуса подошвенной воды в скважину зависят от депрессии, однородности пласта по разрезу, пористости, проницаемости, мощности, трещиноватости, упругих свойств пласта, свойств насыщающего его пластового флюида, конструкции скважины, степени вскрытия пласта, расстояния от нижнего интервала перфорации до контакта газ–вода и др. В настоящее время отсутствуют надежные методы определения допустимых депрессий, исключающих прорыв конуса воды в скважину в процессе ее освоения и испытания. Применяемые на практике приближенные методы определения допустимой депрессии на пласт получены для существенно упрощенной математической модели процесса конусообразования, что значительно снижает точность оценки возможности обводнения скважины при ее работе на расчетном режиме.

Для оценки допустимой депрессии на пласт в исследуемой скважине следует пользоваться приближенными формулами:

$$\Delta P_{\text{доп}} \leqslant \frac{(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})\, g h^2}{3}\left[\frac{1}{\sqrt{h_{\text{вс}}^2 - R_{\text{с}}^2}} - \frac{\sqrt{3}}{h}\right]\sqrt{k_{\text{г}} / k_{\text{в}}} - 0{,}42 g h(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}) \qquad (131.4)$$

или

$$\Delta P_{\text{доп}} \leqslant \{0{,}1(h - h_{\text{вс}})(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})\, g[2P_{\text{пл}} - 0{,}1(h - h_{\text{вс}})(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})\, g]\}^{1/2}, \qquad (132.4)$$

где $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{г}}$ – соответственно плотности воды и газа в пластовых условиях; h, $h_{\text{вс}}$ – газоносная и вскрытая мощности пласта, м; $k_{\text{г}}$, $k_{\text{в}}$ – горизонтальная и вертикальная проницаемости; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа.

При $h_{\text{вс}} = h/\sqrt{3}$, т.е. для относительного вскрытия $\bar{h} = h_{\text{вс}} / h$, большего 0,577, формула (131.4) выражает закон Паскаля. Поэтому уже при $\bar{h} \geqslant 0{,}577$ следует пользоваться формулой (132.4), которая дает минимальную допустимую депрессию на пласт, что более приемлемо для трещиноватых и высокопроницаемых пористых сред.

По найденным значениям $\Delta P_{\text{доп}}$, зная пластовое давление $P_{\text{пл}}$, вычисляют забойное давление $P_{\text{з}}$. Определенную по одной из формул допустимую депрессию равномерно делят на предполагаемое число режимов, на которых будет исследована скважина. Депрессия на каждом режиме вычисляется по формуле

$$\Delta P_i = i\Delta P_{\text{доп}} / n, \qquad (133.4)$$

где $i = 1, 2, 3, ..., n$ – номер режима; n – общее заданное число режимов. Так, например, на первом режиме $\Delta P_1 = 1\Delta P_{\text{доп}}/n$, а на последнем $\Delta P_{i=n} = \Delta P_{\text{доп}}$.

Для незначительной (соизмеримой с погрешностью определения забойного давления) допустимой депрессии контроль режимов становится трудным и технически невыполнимым. В таких случаях разделение на режимы осуществляется по дебиту

$Q_{доп}$, полученному при работе скважины с допустимой депрессией $\Delta P_{доп}$, по формуле

$$Q_i = iQ_{доп} / n. \qquad (134.4)$$

Так, например, если дебит скважины при ее работе с допустимой депрессией $\Delta P_{доп}$ был $Q_{доп}$ = 900 тыс. м^3/сут и исследование предполагают проводить на 6 режимах, то на первом режиме Q_1 = 1·900/6 = 150 тыс. м^3/сут, на втором Q_2 = 2·900/6 = = 300 тыс. м^3/сут и т.д.

Порядок исследования скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой, следующий.

Принимаются исходные данные $P_{пл}$, $\rho_в$, $\rho_г$, $R_с$, h, $h_{вс}$, $k_г$ и $k_в$. Рассчитывают $\Delta P_{доп}$ по формуле (131.4) или (132.4). По известному $P_{пл}$ и $\Delta P_{доп}$ определяют $P_з$. Принимают число режимов $n = 5 \div 6$ при исследовании. В зависимости от допустимой депрессии и принятого числа режимов исследования по формуле (131.4) или (132.4) определяют депрессии или дебиты на отдельных режимах.

В соответствии с ожидаемыми дебитами и давлениями выбирают шайбы (диафрагмы). Проводят исследования на различных режимах с регистрацией давлений, температур и дебитов, с контролем за выносом воды из скважины. Полученные результаты обрабатываются по стандартной методике. Если в процессе исследования начинается вынос пластовой воды, то корректируют депрессии на отдельных режимах.

Если снижением депрессии не удается приостановить прорыв подошвенной воды, то в скважине следует провести ремонтно-профилактические работы.

4.18. ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

Методы исследования скважин подземных хранилищ газа, в сущности, не отличаются от методов исследования скважин газовых месторождений. Задачи исследования газовых скважин ПХГ, созданных в выработанных месторождениях и в водоносных структурах, с применением метода установившихся отборов в период отбора газа и в нейтральный период идентичны задачам исследования скважин газовых месторождений.

Имеющиеся особенности исследований обусловлены различиями функционального назначения ПХГ и газовых месторождений. Исследование газовых скважин ПХГ должно проводиться без выпуска газа в атмосферу. Это условие требует проведения большей части общего объема исследовательских работ по определению параметров пласта и призабойной зоны в период закачки газа, а по установлению технологического режима работы – в период отбора газа.

Кроме параметров, определяемых по результатам исследования скважин газовых месторождений методом установившихся отборов, при испытании газовых скважин ПХГ необходимо установить приемистость скважин и определить коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b при закачке. Эти коэффициенты могут заметно отличаться от аналогичных a и b, получаемых по результатам испытания в процессе отбора газа.

Более существенное значение имеет точность определения среднего по залежи пластового давления в ПХГ, используемого в качестве критерия надежности покрышки к концу закачки газа.

Пластовое давление ПХГ за сравнительно небольшой (по сравнению с газовыми месторождениями) промежуток времени изменяется от максимума до минимума. Поэтому при сравнительно длительной стабилизации давления и дебита скважины

Таблица 62

Обработка результатов исследования скважины в процессе закачки газа в ПХГ

Номер режима	$P_{зат}$, МПа	$P_з$, МПа	$P_з^2$, МПа^2	ΔP^2, МПа^2	T, К	Q, тыс. м^3/сут	$\Delta P^2/Q$
–	5,36	5,653	31,962	–	297	–	–
1	5,42	5,717	32,687	0,725	300	80	0,00906
2	5,44	5,737	32,911	0,949	302	102	0,00930
3	5,47	5,763	33,216	1,524	303	128	0,00980
4	5,50	5,797	33,613	1,651	303	160	0,01031
5	5,52	5,819	33,863	1,901	307	178	0,01068
6	5,53	5,838	34,092	2,130	309	196	0,01087
7	5,56	5,867	34,425	2,463	312	218	0,01130

ПХГ необходимо учесть возможные изменения пластового давления. Если ПХГ разбито на гидродинамически экранированные неоднородные блоки, то достаточные для практики точные значения пластового давления должны быть определены как средние для каждого участка.

В зависимости от объекта создания ПХГ (в водоносных структурах или в выработанных газовых и газоконденсатных месторождениях) возникают необходимый объем и задачи исследования газовых скважин ПХГ.

Если ПХГ создано в выработанных газовых и газоконденсатных месторождениях, то:

1) объем исследовательских работ по определению пластового давления в скважинах нередко в 1,5–2 раза больше, чем на ПХГ, создаваемых в водоносных структурах, что связано с их неоднородностью;

2) необходимо учесть результаты исследований, проводимых в процессе разработки месторождений;

3) необходимо проводить исследования на газоконденсатность, если ПХГ создано в выработанных газоконденсатных месторождениях;

4) проводить стационарные и нестационарные исследования в скважинах ПХГ.

Если ПХГ создано в водоносных структурах (как правило, в сравнительно однородных и высокопроницаемых пластах), то следует учесть результаты гидроразведки и ограниченную возможность использования нестационарных методов исследования скважин.

Учитывая, что порядок проведения и обработки результатов испытания скважин ПХГ в период отбора газа идентичен таковому для скважин газовых месторождений, ниже приведем пример обработки данных исследования, проведенного в процессе закачки газа. Это исследование аналогично исследованию газовых скважин, газ которых подается на промысловый пункт подготовки газа.

Различные режимы работы скважин создаются регулируемым штуцером. Расход газа определяется в пункте замера по данным дифманометра. Диапазон изменения расхода газа ограничивается приемистостью пласта, давлением в коллекторе, на входе в КС и др.

Результаты испытания газовых скважин ПХГ в процессе закачки обрабатываются по формуле

$$P_з^2 - P_{пл}^2 = aQ + bQ^2, \qquad (135.4)$$

где $P_з$, $P_{пл}$ – соответственно забойное и пластовое давления, МПа; Q – расход газа, тыс. м^3/сут; a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления.

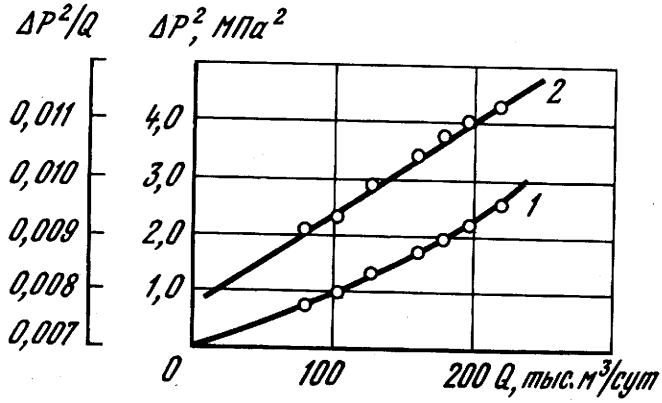


Рис. 100. Зависимости ΔP^2 (*1*) и $\Delta P^2/Q$ (2) от Q, полученные в процессе закачки газа в пласт ($\Delta P^2 = P_з^2 - P_{пл}^2$)

Пример. Обработать результаты испытания скважин при закачке газа в ПХГ методом установившихся отборов с исходными данными: $P_{ст} = 54{,}7$ МПа; $\bar{\rho} = 0{,}745$; глубина скважины $L = 247$ м; $T_{пл} = 300$ К.

Замеры давлений, дебитов и температур на режимах приведены в табл. 62. Обработки результатов исследования представлены на рис. 100. По данным испытания режим закачки установлен с дебитом $Q = 218$ тыс. м^3/сут. Коэффициенты фильтрационного сопротивления определены по формуле (135.4) и равны $a = 0{,}84$ и $b = 0{,}0016$.

4.19. ВЛИЯНИЕ ВЫПАДЕНИЯ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ КОНДЕНСАТА НА КОЭФФИЦИЕНТЫ ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

В процессе эксплуатации газоконденсатной скважины с забойным давлением ниже давления начала конденсации, т.е. $P_з < P_{нк}$, происходит выпадение конденсата в призабойной зоне. Характер распределения давления в пласте может быть оценен формулой, полученной для чистого газа или газоконденсатной смеси, у которой давление начала конденсации ниже создаваемых при испытании и эксплуатации скважины забойных давлений,

$$P(R) = [P_з^2 + a^* Q \ln R / R_c + b^* Q^2 (1/R_c - 1/R)]^{0.5}, \qquad (136.4)$$

где $a^* = a/\ln R_к/R_c$; $b^* = b/(1/R_c - 1/R_к)$.

При известных изотерме конденсации в пласте и распределении давления, насыщенность пор выпавшим конденсатом приближенно может быть вычислена. Насыщение пор выпавшим конденсатом зависит от свойства пористой среды и газоконденсатной смеси. Чем больше перепад давления, тем выше степень насыщения пор конденсатом до начала двухфазного движения. В зависимости от распределения давления и содержания конденсата в газе насыщение пор конденсатом, достаточным для начала двухфазного движения, может происходить от нескольких часов до нескольких лет.

При интенсивном выпадении и накоплении конденсата происходит изменение проницаемости и макрошероховатости в призабойной зоне, что приводит к изменению коэффициентов фильтрационного сопротивления a и b. Характер изменения коэффициентов a и b от выпадения в призабойной зоне конденсата показан на рис. 101. На практике при высокой остаточной водонасыщенности, показанной на рис. 101, характер изменения a и b может не подтвердиться, однако общий рост сопротивления наблюдается всегда.

Исследования, проведенные с пористыми средами с проницаемостью $k =$ $= 0{,}05 \div 1{,}36$ мкм^2 и газоконденсатными смесями с содержанием конденсата $Q_к =$

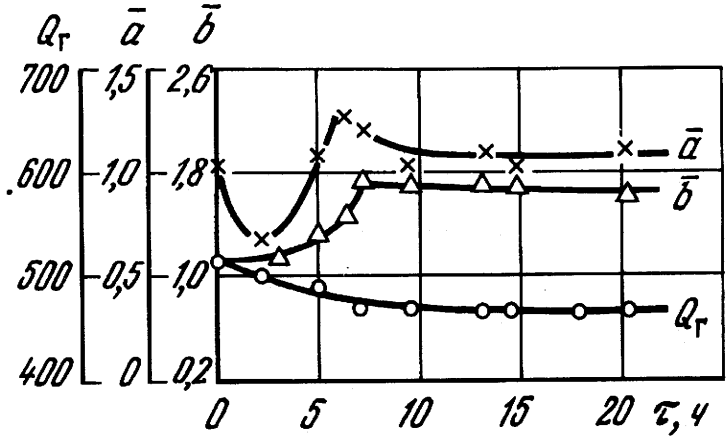


Рис. 101. Изменение относительных дебита газа $Q_г$ и коэффициентов фильтрационного сопротивления ($\bar{a}$, $\bar{b}$) во времени после пуска газоконденсатной скважины в эксплуатацию

= (0–800)·10^{-6} м^3/м^3, показали, что приближенный учет влияния выпавшего конденсата при установившейся фильтрации может быть осуществлен по формуле

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = a_0 Q + (b_0 + C) Q^2, \qquad (137.4)$$

где a_0, b_0 – коэффициенты фильтрационного сопротивления при содержании конденсата в газе $Q_к$ = 0; C – дополнительное сопротивление, вызванное наличием подвижного конденсата в призабойной зоне радиусом R и определяемое по формуле

$$C = a_0^{\alpha} \cdot 10^{\beta} Q_к, \qquad (138.4)$$

где $Q_к$ – содержание конденсата в газе, 10^{-6} м^3/м^3; α и β – эмпирические коэффициенты, определяемые характеристикой пористой среды и радиусом зоны двухфазного движения. Ниже приведены значения α и β при различных R. В частности, при

R = 4 м α = 1,55 и β = –4,63;

R = 11,5 м α = 1,25 и β = –4,58;

R = 20 м α = 0,75 и β = –4,52.

При $Q_к$ = 0 дополнительное сопротивление C = 0 и формула (138.4) совпадает с формулой для притока газа к скважине. С увеличением содержания конденсата в двухфазном потоке коэффициент C, следовательно, и суммарный инерционный коэффициент сопротивления растут, и поэтому при заданной депрессии дебит газа снижается.

4.20. ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С ДЛИТЕЛЬНОЙ СТАБИЛИЗАЦИЕЙ ДАВЛЕНИЯ И ДЕБИТА МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ

В скважинах, вскрывших пласты с низкими коллекторскими свойствами, процесс перераспределения давления при их пуске и остановке происходит медленно. Это приводит к значительной затрате сил и средств для испытания таких скважин методом установившихся отборов. Поэтому исследование скважин, вскрывших низкопродуктивные коллекторы, при стационарных режимах фильтрации становится нецелесо-

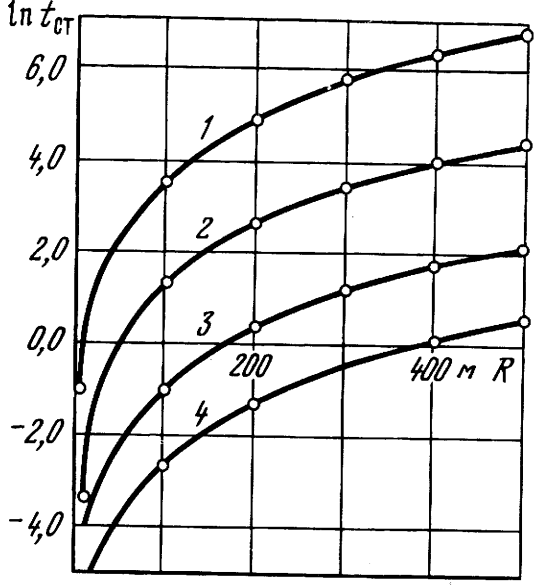


Рис. 102. Зависимости $\ln t_{ст}$ от R при различных пьезопроводностях к: 100 (*1*), 1000 (*2*), 10 000 (*3*), 50 000 (*4*) см^2/с

образным. Для применения метода установившихся отборов в скважинах с длительной стабилизацией забойного давления и дебита были предложены различные модификации этого метода, позволяющие ускорить процесс исследования таких скважин. Каждая из предложенных модификаций метода установившихся отборов допускает возможность использования нестабилизировавшихся значений давления и дебита скважины. Следовательно, неточности определяемых параметров пласта и коэффициентов фильтрационных сопротивлений будут обусловлены правильностью принятых допущений о возможности использования нестабилизированных значений пластового и забойного давлений и дебитов на различных режимах работы скважин. Как известно, метод установившихся отборов требует полной стабилизации забойного давления и дебита скважин на каждом режиме и полного восстановления давления между режимами. Причем режим считается стабилизированным, если в течение определенного отрезка времени забойное давление и дебит не изменяются. Иными словами, изменение давления и дебита используемыми приборами не фиксируется. Если приборы, используемые при измерении давления и дебита, высокочувствительные, то условия стабилизации соблюдаются достаточно надежно. По отношению к забойному давлению это условие может быть выражено формулой (1.4).

На рис. 102 показаны кривые зависимости времени стабилизации от пьезопроводности газонасыщенного коллектора.

4.20.1. Изохронный метод исследования скважин

Одной из первых модификаций метода установившихся отборов является изохронный метод. Сущность метода заключается в том, что при испытании скважины в течение одинаковых отрезков времени с различными дебитами будет получена индикаторная кривая, характеризующая работу скважины для данного отрезка времени. При этом обязательным условием является необходимость после каждого режима эксплуатации скважины ее остановки до полного выравнивания давления по всему пласту. Отметим, что если пластовое давление не успевает полностью выравниваться между режимами и время работы скважины равно времени остановки между ре-

жимами, то полученная индикаторная кривая также позволяет достаточно точно определить параметры пласта. Основной принцип изохронного метода испытания скважины заключается в том, что радиус дренированной области зависит не от дебита, а от безразмерного времени, определяемого по формуле

$$t_р = 0{,}348 \cdot 10^{-3} k P_{ср} t / m\mu R_с^2, \tag{139.4}$$

где k и μ – коэффициенты проницаемости пласта и вязкости газа; $P_{ср}$ – среднее пластовое давление; m – пористость коллектора, доли единицы; $R_с$ – радиус скважины; t – время работы скважины после ее пуска.

Принятое условие означает, что для одного и того же отрезка времени независимо от дебита будет дренироваться зона одинакового радиуса. Следовательно, независимо от критериев, предложенных разными исследователями, о величине продолжительности процесса стабилизации для испытания скважины изохронным методом необходимо, чтобы радиус зоны дренирования на различных дебитах был постоянным. В этом случае, так же как и при полной стабилизации забойного давления и дебита, угол наклона индикаторной кривой, обработанной в координатах $\Delta P^2/Q$ от Q, остается постоянным. Постоянство угла наклона индикаторной кривой, получаемое при испытании скважины изохронным методом, было подтверждено промысловыми исследованиями. В противном случае применение различных модификаций метода установившихся отборов в скважинах с длительной стабилизацией давления и дебита было бы невозможным.

Для двучленного закона фильтрации газа к скважине результаты испытания изохронным методом обрабатываются по формуле

$$P_{пл}^2 - P_з^2(t_р) = a(t_р)\, Q(t_р) + b(t_р)\, Q^2(t_р), \tag{140.4}$$

где $P_з(t_р)$ – забойное давление, соответствующее времени, $t_р$; $t_р$ – время работы скважины, не превышающее 60 мин и одинаковое на всех режимах испытания скважины; $Q(t_р)$ – дебит скважины, соответствующий времени $t_р$; $a(t_р)$ – коэффициент фильтрационного сопротивления, зависящий от свойств пористой среды и насыщающих ее жидкостей и газов, а также от радиуса дренирования. В данном случае изменчивость коэффициента $a(t_р)$ обусловлена не только радиусом зоны дренирования, величина которого зависит от продолжительности работы скважины $t_р$ на различных режимах. При величине $t_р$, равной времени полной стабилизации давления и дебита $t_{ст}$, радиус зоны дренирования доходит до контура питания. Чем больше $t_р$, тем ближе значение $a(t_р)$ к истинному значению $a_{ис}$. Рассмотрим структуру коэффициента $a(t_р)$:

$$a(t_р) = [\mu Z P_{ат} T_{пл} \ln R(t_р)/R_с] / \pi k h T_{ст}, \tag{141.4}$$

где μ, Z – соответственно коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа, зависящие от давления, температуры и состава газа. Учет влияния давления и температуры газа на результаты испытания будет рассмотрен отдельно; $T_{пл}$, $T_{ст}$ – пластовая и стандартная температуры; h – толщина пласта; k – коэффициент проницаемости пласта; $R_с$ – радиус скважины; $R(t_р)$ – радиус зоны дренирования, охваченный скважиной за время работы $t_р$.

При постоянстве всех параметров, входящих в формулу (141.4), величина $a(t_р)$ зависит только от $R(t_р)$. В зависимости от коллекторских свойств пласта и от продолжительности работы скважины на различных режимах значение $a(t_р)$ может изменяться от нескольких процентов до нескольких раз.

Величина b также зависит от продолжительности стабилизации давления и дебита скважины. Однако эта зависимость настолько несущественна, что ею можно пре-

небречь. Для подтверждения изложенного рассмотрим структуру коэффициента b для совершенной скважины:

$$b(t_р) = \rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} (1/R_с - 1/R(t_р))/2\pi^2 l h^2 T_{ст}, \quad (142.4)$$

где l – коэффициент макрошероховатости, зависящий от пористости, проницаемости, формы и извилистости фильтрационных каналов.

Значение коэффициента макрошероховатости l может быть определено только экспериментальным путем. Предложенные расчетные формулы для определения величины l дают весьма приближенное значение l и базируются на обобщении опытных и промысловых данных зависимости l от пористости, проницаемости и диаметра частиц.

Представим коэффициент b в виде

$$b = b^*[1/R_с - 1/R(t_р)], \quad (143.4)$$

где

$$b^* = \rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} / 2\pi^2 l h^2 T_{ст}. \quad (144.4)$$

Для выяснения причины быстрой стабилизации коэффициента b произведем оценку влияния радиуса зоны дренирования $R(t_р)$ и радиуса скважины на коэффициент b. Радиус скважины $R_с$ для газовых скважин колеблется в пределах 0,075–0,150 м. Если принять в среднем $R_с$ = 0,1 м, а радиус зоны дренирования $R(t_р)$ хотя бы в несколько десятков метров, например $R(t_р)$ = 50 м (такая величина радиуса зоны дренирования имеет место при испытании скважин изохронным методом пластов с очень низкими коллекторскими свойствами), то нетрудно убедиться, что при этом

$$b = b^*(1/0{,}1 - 1/50) \approx 10b^*.$$

Это означает, что величина радиуса зоны дренирования практически не влияет на коэффициент b. Приведенный пример показывает, что коэффициент b практически не зависит от продолжительности работы скважины на режимах. Следует подчеркнуть, что за время $t_р$, принимаемое при исследовании скважины, как правило, не более 60 мин, радиус зоны дренирования составляет не менее нескольких десятков метров. Поэтому возможность пренебречь влиянием продолжительности периода стабилизации на величину коэффициента b практически всегда будет оправданна, даже для пластов с наихудшими коллекторскими свойствами.

Оправданное пренебрежение влиянием времени работы скважины на величину коэффициента b позволяет определить его значение по нестабилизированным значениям забойных давлений и дебитов на различных режимах. Обрабатывая результаты испытания в координатах $[P^2_{пл} - P^2_з(t_р)]/Q(t_р)$ от $Q(t_р)$, определяем коэффициент $a(t_р)$ как отрезок, отсекаемый на оси координат, и коэффициент b как тангенс угла наклона прямой. Знание практически точного значения коэффициента b по нестабилизированным величинам забойных давлений и дебитов позволяет без труда определить и истинное значение $a_{ис}$. Для определения истинного значения коэффициента $a_{ис}$ предложены два метода.

1. При известном коэффициенте b для определения истинного значения коэффициента $a_{ис}$, соответствующего стабилизированным величинам забойных давлений и дебитов, необходимо на одном из режимов дожидаться полной стабилизации забойного давления и дебита, используя уравнение

$$a_{ис} = [P^2_{пл} - P^2_з(t_{ст})]/Q(t_{ст}) - bQ(t_{ст}), \quad (145.4)$$

где b – коэффициент при квадратичном члене уравнения притока газа к скважине,

определяемый по результатам испытания скважины изохронным методом; $P_з(t_{ст})$ – забойное давление на выбранном нами режиме после полной стабилизации работы скважины; $Q(t_{ст})$ – дебит скважины после полной стабилизации работы на данном режиме; $t_{ст}$ – время, необходимое для полной стабилизации давления и дебита на одном из режимов работы скважины.

2. Зная величину $a(t_р)$ по результатам испытания скважины изохронным методом, соответствующую нестабилизированным значениям забойных давлений и дебитов, истинное значение коэффициента $a_{ис}$ можно определить по формуле

$$a_{ис} = a(t_р) + \beta \ln t_{ст} / t_р, \qquad (146.4)$$

где значения $t_{ст}$ и $t_р$ определяются по формулам (2.4) и (139.4); β – тангенс угла наклона кривой восстановления давления, обработанной в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg t$. При испытании скважины изохронным методом одним из обязательных условий является полное восстановление давления между режимами. Это означает, что при испытании скважины изохронным методом имеем столько кривых, сколько режимов. Поэтому для определения истинного значения коэффициента $a_{ис}$ необходимо одну из кривых восстановления давлений обработать в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg t$. Далее, определив β, а также $t_{ст}$ и $t_р$, находят истинный коэффициент $a_{ис}$ по формуле (146.4).

Если на кривую восстановления давления влияет зона с ухудшенной проницаемостью пласта, т.е. кривая восстановления давления состоит из двух участков, то истинное значение $a_{ис}$ определяется по формуле

$$a_{ис} = a(t_р) + \beta_1 \ln t_1 / t_р + \beta_2 \ln t_{ст} / t_1, \qquad (147.4)$$

где t_1 – время, соответствующее точке пересечения двух прямолинейных участков кривой восстановления давления, построенной в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg t$; β_1, β_2 – угловые коэффициенты первого и второго прямолинейных участков кривой восстановления давления, показанной на рис. 126.

Технология испытания скважин изохронным методом показана на рис. 103 и заключается в следующем: перед началом испытания скважины измеряют пластовое давление или определяют его расчетным путем, измерив статическое давление на устье. Далее скважину пускают в работу с дебитом Q_1 на время $t_р \approx$ 30–60 мин. К концу выбранного времени измеряют затрубное и буферное давления, по возможности забойное давление глубинным манометром, температуру газа, а также давление и температуру газа на ДИКТе. Если расход газа измеряется дифманометром, то измеряют давление и температуру перед диафрагмой и перепад давления на диафрагме. Величину дебита на первом режиме при испытании скважины через ДИКТ следует оценить по формуле

$$Q_1 = C P_д \delta / \sqrt{Z \bar{\rho} T_д}, \qquad (148.4)$$

где C – коэффициент расхода диафрагмы; $P_д$ – давление газа перед диафрагмой; δ – поправка на адиабатическое расширение газа; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа при $P_д$ и $T_д$; $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа; $T_д$ – температура газа перед диафрагмой.

При расчете Q_1 вместо $P_д$ можно использовать величину статического давления на устье скважины и ориентировочное значение параметра $\sqrt{Z \bar{\rho} T_д}$, который колеблется в пределах 12–16 единиц. В зависимости от заранее предусмотренного числа режимов следует выбрать величину дебита на первом и последующих режимах. При известных $P_д \approx P_{ст}$ и $\sqrt{Z \bar{\rho} T_д}$ дебит скважины на первом режиме будет зависеть от диаметра

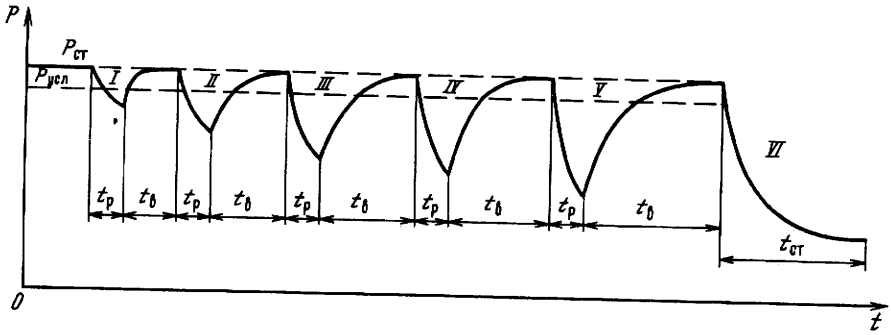


Рис. 103. Характер изменения давления во времени при исследовании скважины изохронным методом
I–VI – номера режимов; $P_{ст}$ – статическое давление на устье скважины перед началом исследования; $t_р$ – продолжительность работы скважины на режиме; $t_в$ – время полного восстановления давления между режимами; $t_{ст}$ – время, необходимое для полной стабилизации забойного давления и дебита; $P_{усл}$ – условное пластовое давление при ускоренно-изотропном исследовании скважины

диафрагмы и линии измерения дебита. Зная диаметр ДИКТа и выбирая диаметр диафрагм, можно определить коэффициент расхода газа C, от которого в основном зависит расход газа.

При выборе режима испытания следует обратить особое внимание на следующие факторы.

1. Дебиты скважины на всех режимах испытания должны обеспечить вынос с потоком газа жидких и твердых примесей и исключить возможность загрязнения призабойной зоны пласта, образования жидкой и песчаной пробок. Образование пробки или очищение забоя от нее в процессе испытания приводит к изменению коэффициентов фильтрационных сопротивлений. Изменение коэффициентов фильтрационных сопротивлений от режима к режиму является одним из факторов, влияющих на форму индикаторных кривых.

2. Параметры режима должны исключить возможность образования кристаллогидратов в призабойной зоне пласта и в стволе скважины.

3. Режим скважины должен исключить возможность подтягивания конуса подошвенной воды в процессе испытания.

На втором и последующих режимах, аналогично первому режиму испытания, по истечении времени $t_р$ измеряют давление, температуру и расход газа и закрывают скважину до полного восстановления давления. Таким образом, пуск скважины на различных режимах на время

$$t_{р1} = t_{р2} = t_{р3} = \ldots = t_{рn}$$

и остановка между режимами до полного восстановления давления позволяют получить характер изменения устьевого давления во времени, показанного на рис. 103, при изохронном методе испытания скважины.

Основным недостатком изохронного метода является небходимость полного восстановления давления между режимами. Если считать, что время, необходимое для полной стабилизации и восстановления давления, одинаковое, то применение изохронного метода позволяет сократить продолжительность испытания скважины менее чем в 2 раза.

Для коллекторов, в которых стабилизация давления и дебита на различных режимах работы скважины и восстановление давления между режимами требуют десятков часов, а иногда и дней, использование изохронного метода так же нецелесообразно, как и метода установившихся отборов. Поэтому разрабатывались различные методы, предусматривающие не только сокращение времени на стабилизацию давления и дебита, но и сокращение времени на восстановление давления между режимами.

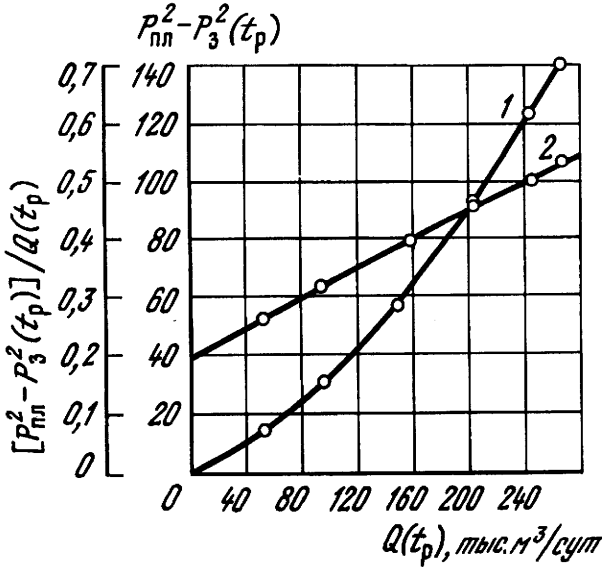


Рис. 104. Зависимости $[P^2_{пл} - P^2_з(t_р)]$ (*1*) и $[P^2_{пл} - P^2_з(t_р)]/Q(t_р)$ (*2*) от $Q(t_р)$, полученные при изохронном методе исследования

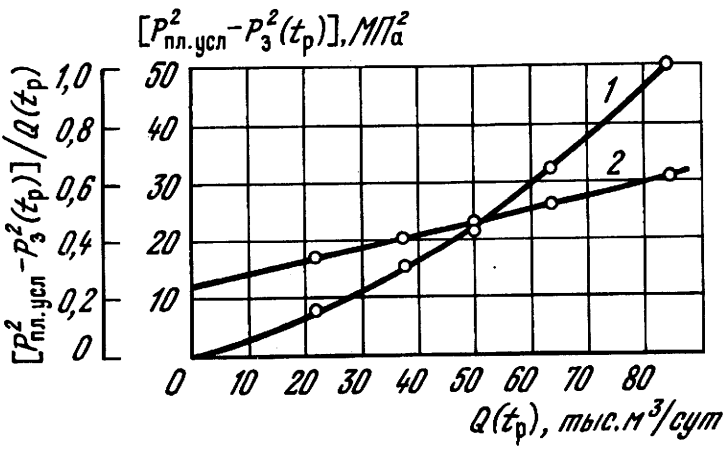


Рис. 105. Зависимости $[P^2_{пл.усл} - P^2_з(t_р)]$ (*1*) и $[P^2_{пл.усл} - P^2_з(t_р)]/Q(t_р)$ (*2*) от $Q(t_р)$, полученные при ускоренно-изохронном методе исследования

Известно, что в начальной стадии после закрытия скважины интенсивность роста давления значительно выше, чем на последней стадии процесса восстановления давления. Обычно за первые несколько часов давление пласта восстанавливается до 95–98% пластового давления $P_{пл}$, т.е. $P_{пл.усл}$ = (0,95–0,98) $P_{пл}$, а остальные 2–5% давления требуют значительно больше времени, чем первые 95–98%. Учитывая эту особенность процесса восстановления давления, рекомендуется не дожидаться полного восстановления давления между режимами при испытании скважин изохронным методом. Это позволяет существенно сократить продолжительность испытания скважины изохронным методом. Характер изменения давления при испытании скважины этим методом показан на рис. 103. Сущность метода заключается в следующем.

Скважину пускают в работу на первом режиме со временем $t_{р1}$. Продолжительности времени работы на первом и последующих режимах определяется так же,

Таблица 63

Обработка результатов исследования изохронным методом

Номер режима	$P_{заб}$, МПа	$P_з$, МПа	$[P^2_{пл}-P^2_з(t_р)]$, МПа^2	$Q(t_р)$, тыс. м^3/сут	$\Delta P^2/Q(t_р)$
1	11,58	13,48	13,47	52,0	0,259
2	10,89	12,89	29,29	94,6	0,309
3	9,92	11,57	61,56	158,8	0,387
4	8,48	10,17	92,01	203,0	0,453
5	7,33	8,52	122,85	243,5	0,502
6	6,36	7,34	141,56	266,5	0,531

Примечание. $P_{пл}$ = 13,98 МПа.

как и при изохронном методе испытания скважины, и не превышает 60 мин. Причем на всех режимах время работы скважины одинаково, т.е.

$$t_{р1} = t_{р2} = t_{р3} = \ldots = t_{рn}.$$

К концу времени $t_{р1}$ фиксируют давление, температуру и расход газа $Q(t_р)$. Затем скважину закрывают для восстановления давления до величины $P_{пл.усл}$ = = (0,95–0,98) $P_{пл}$. Значение $P_{пл.усл}$ после каждого режима работы скважины должно быть одинаковым. Величина условного пластового давления $P_{пл.усл}$ выбирается исследователем в зависимости от темпа восстановления давления. Как правило, для коллектора со сравнительно лучшими фильтрационными свойствами выбирается максимально близкое к пластовому значение условного пластового давления, т.е. $P_{пл.усл}$ = = 0,98$P_{пл}$. В зависимости от степени стабилизации забойного давления и дебита и от степени восстановления пластового давления индикаторная кривая, полученная по этой методике, часто не проходит через начало координат. По достижении требуемой величины условного пластового давления скважину пускают в работу на втором режиме. По истечении времени $t_{р2}$ фиксируют $P_з(t_{р2})$, $Q(t_{р2})$ и температуру газа и снова закрывают скважину для восстановления давления до $P_{пл.усл}$. Аналогичным образом поступают и на последующих режимах. Испытание скважины этим методом названо "ускоренно-изохронным методом", результаты которого обрабатываются по формуле

$$P^2_{пл.усл} - P^2_з(t_р) = a(t_р)\,Q(t_р) + bQ^2(t_р). \qquad (149.4)$$

Из графика зависимости $\Delta P^2/Q(t_р)$ и $Q(t_р)$ определяют коэффициент $a(t_р)$ как отрезок, отсекаемый на оси ординат, и коэффициент b как тангенс угла наклона к оси абсцисс прямой, описываемой формулой

$$[P^2_{пл.усл} - P^2_з(t_р)] / Q(t_р) = a(t_р) + bQ(t_р). \qquad (150.4)$$

Истинное значение коэффициента $a_{ис}$ определяется теми же методами, которые были использованы при определении этого коэффициента по результатам изохронного испытания скважин. Если для определения истинного значения коэффициента $a_{ис}$ используется кривая восстановления давления, то необходимо после одного из режимов испытания (желательно, чтобы этот режим был последним режимом скважины) дожидаться полного восстановления давления. В противном случае используемые при определении $a_{ис}$ значения β или β_1 и β_2 в формулах (146.4) и (147.4) могут быть недостоверны или неопределимы из-за отсутствия конечного участка кривой восстановления давления.

Применение ускоренно-изохронного метода позволяет сократить продолжитель-

Таблица 64

Обработка результатов исследования ускоренно-изохронным методом

Номер режима	$P_{зат}$, МПа	$P_з(t_р)$, МПа	$P^2_з(t_р)$, МПа^2	$[P^2_{пл.усл}-P^2_з(t_р)]$, МПа^2	$Q(t_р)$, тыс. м^3/сут	$[P^2_{пл.усл}-P^2_з(t_р)]/Q(t_р)$
1	10,61	12,48	155,75	6,81	21	0,324
2	10,35	12,17	148,11	14,45	37	0,409
3	10,08	11,87	140,89	21,67	49	0,442
4	9,72	11,43	130,64	31,92	63	0,507
5	9,01	10,60	112,36	50,20	84	0,597

Примечание. $P_{пл}$ = 12,75 МПа.

ность испытания скважины больше, чем при испытании изохронным методом. Ниже приведены примеры обработки результатов испытания изохронным и ускоренно-изохронным методами.

Пример 1. Скважина исследована на 6 режимах. Время работы на режимах $t_р$ = 3600 с, $P_{пл}$ = 13,98 МПа. Параметры стабилизированного режима следующие: $P_з(t_{ст})$ = 10,35 МПа, $Q(t_{ст})$ = 105,4 тыс. м^3/сут. Результаты обработки приведены в табл. 63 и показаны на рис. 104.

Из рис. 104 определено значение $a(t_р)$ = (3600) = 0,17 и b = 0,0015. Истинное значение коэффициента $a_{ис}$ по известным b и $P_з(t_{ст})$ будет

$$a_{ис} = (13{,}98^2-10{,}35^2-0{,}0015\cdot 105{,}4^2)/105{,}4 = 0{,}680.$$

Из приведенного примера видно, что $a_{ис}$ отличается от $a(t_р)$ при $t_р$ = 3600 с в 4,7 раза.

Пример 2. Скважина исследована на 5 режимах. Время работы на режимах $t_р$ = 1800 с, $P_{пл.усл}$ = = 12,75 МПа. Параметры стабилизированного режима следующие: $P_з(t_{ст})$ = 10,81 МПа, $P_{пл}$ = 13,30 МПа, $Q(t_{ст})$ = 78 тыс. м^3/сут. Результаты обработки приведены в табл. 64 и показаны на рис. 105. Из рис. 105 определено значение $a(t_р)$ = 0,23 и b = 0,0046. Истинное значение коэффициента $a(t_{ст}) = a_{ис}$ по известным b, $P_з(t_{ст})$ и $Q(t_{ст})$ будет

$$a_{ис} = (13{,}30^2-10{,}81^2-0{,}0046\cdot 78^2)/78 = 0{,}410.$$

Из приведенного примера видно, что $a_{ис}$ отличается от $a(t_р)$ при $t_р$ = 1800 с в 1,8 раза.

4.20.2. Экспресс-метод исследования скважин

Исследование скважин изохронным методом проводится с обязательным восстановлением давления между режимами. Для пластов с низкими коллекторскими свойствами, когда восстановление давления после каждого режима требует от нескольких до ~ 60 ч, исследование скважины на 5–8 режимах продолжается несколько дней. Замена изохронного метода ускоренно-изохронным хотя и сокращает продолжительность испытания, но также требует значительного времени для исследования. Так, например, если продолжительность процессов полной стабилизации давления и дебита и полного восстановления после каждого режима равняется 10 ч, то при 6 режимах и испытании скважины изохронным методом общая продолжительность исследования составит 66 ч. При испытании этой же скважины ускоренно-изохронным методом общая продолжительность исследования составит около 30 ч. При исследовании скважин, не подключенных в систему сбора и подготовки газа, что имеет место на поисково-разведочных площадях, и при первичном испытании эксплуатационных скважин с выпуском газа в атмосферу, продолжительное время недопустимо. Выпуск газа в атмосферу не разрешается законом об охране окружающей среды и природных ресурсов, особенно в том случае, если в составе газа присутствует сероводород. Поэтому предложен метод, значительно сокращающий продолжительность процесса исследования скважин. Этот метод получил название "экспресс-метод".

Уравнение притока газа к скважине при соблюдении условия экспресс-метода имеет вид

$$P_{пл}^2 - P_{зi}^2(t_р) = a(t_р)Q(t_р) + bQ^2(t_р) + \beta C_i(t_р). \qquad (151.4)$$

В формуле (151.4) коэффициент $C(t_р)$ зависит от числа и порядкового номера режима и может быть легко определен для различных режимов. Значения коэффициентов $C_i(t_р)$ для каждого режима определяются по следующим формулам:

$C_1 = 0$; $C_2 = 0{,}176Q_1$; $C_3 = 0{,}097Q_1 + 0{,}176Q_2$;

$C_4 = 0{,}067Q_1 + 0{,}097Q_2 + 0{,}176Q_3$; $C_5 = 0{,}051Q_1 + 0{,}067Q_2 + 0{,}097Q_3 + 0{,}176Q_4$;

$C_6 = 0{,}041Q_1 + \ldots$; $C_7 = 0{,}034Q_1 + \ldots$; $C_8 = 0{,}030Q_1 + \ldots$;

$C_9 = 0{,}026Q_1 + \ldots$; $C_{10} = 0{,}024Q_1 + \ldots$; $C_{11} = 0{,}021Q_1 + \ldots .$

Если скважина перед исследованием экспресс-методом значительное время продувалась, а затем закрывалась на непродолжительное время, в течение которого пластовое давление не полностью восстановилось, то при этом полученная зависимость $P_{пл}^3 - P_{зi}^2(t_р) = \Delta P_i^2$ от Q_i будет отсекать на оси ординат отрезок, равный

$$C_0 = \beta Q_{пр} \ln[t_{пр} + t_{ост}]/t_{ост}, \qquad (152.4)$$

где $Q_{пр}$ – дебит скважины при продувке перед закрытием на исследование; $t_{пр}$ – продолжительность продувки; $t_{ост}$ – продолжительность остановки после продувки.

В этом случае обработку результатов испытания экспресс-методом следует вести по формуле

$$P_{пл}^2 - P_{зi}^2(t_р) = a(t_р)Q_i(t_р) + bQ_i^2(t_р) + \beta[C_i(t_р) + C_0]. \qquad (153.4)$$

Обработка результатов испытания в координатах

$$\frac{P_{пл}^2 - P_{зi}^2(t_р) - \beta C_i(t_р)}{Q_i(t_р)} \quad \text{или} \quad \frac{P_{пл}^2 - P_{зi}^2(t_р) - \beta[C_i(t_р) + C_0]}{Q_i(t_р)} \quad \text{от} \quad Q_i(t_р)$$

позволяет определить коэффициенты фильтрационных сопротивлений $a(t_р)$ и b. Как видно из формулы (151.4), результаты испытания экспресс-методом обрабатываются только при известном коэффициенте β, определяемом как тангенс угла наклона кривой восстановления давления, обработанной в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg t$. Следовательно, для обработки результатов испытания этим методом требуется снять хотя бы одну кривую восстановления давления. Если такая кривая по какой-либо причине не снята и коэффициент β неизвестен, то следует поступить так: первую точку принимают за начало отсчета и вводят обозначения

$$y_1 = [P_{пл}^2 - P_{зi}^2(t_р)]/Q_1(t_р), \quad y_т = [P_{пл}^2 - P_{зт}^2(t_р)]/Q_т(t_р), \quad x_т = C_т(t_р)/Q_т(t_р);$$

полученные результаты испытания обрабатывают по формуле

$$y_т - y_1 = x_т[Q_т(t_р) - Q_1(t_р)].$$

Построив зависимость $(y_т - y_1)/x_т$ от $Q_т(t_р) - Q_1(t_р)$, определяют коэффициент β как отрезок, отсекаемый на оси ординат, и коэффициент b как тангенс угла полученной прямой.

Если в скважине перед началом испытания экспресс-методом давление полностью не восстановилось, то величину $x_т$ следует определить по формуле

$$x_т = [C_т(t_р) - C_0]/Q_т(t_р). \qquad (154.4)$$

Истинное значение коэффициента $a_{ис}$ при испытании скважины экспресс-методом

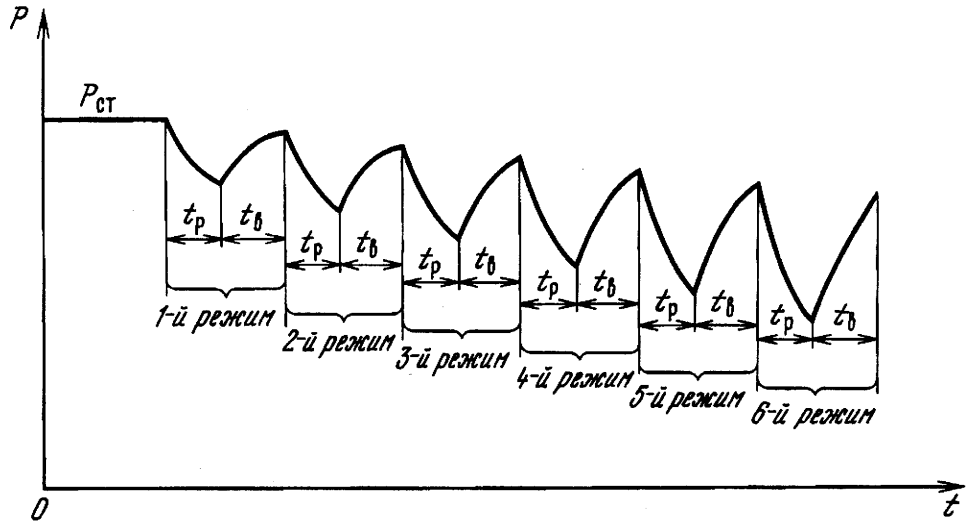


Рис. 106. Характер изменения давления в процессе исследования скважины экспресс-методом

определяется так же, как и при изохронном и ускоренно-изохронном методах, с помощью формул (145.4)–(147.4).

Технология испытания скважин экспресс-методом следующая (рис. 106). Перед началом испытания измеряют или определяют по известному статическому давлению пластовое давление. Если нет возможности дожидаться полного восстановления давления, то необходимо фиксировать продолжительность продувки или работы скважины $t_{пр}$ и время остановки $t_{ост}$. Далее скважину пускают в работу с дебитом Q_1 на время $t_{р1}$ = 1200–1800 с. К концу времени $t_{р1}$ измеряют затрубное и буферное давления; по возможности, забойное давление следует определить глубинным манометром, давление и температуру – на ДИКТе или дифманометре, перепад давления – на дифманометре. Величина дебита на первом режиме оценивается предварительно по формуле (148.4).

Затем закрывают скважину на время продолжительностью $t_в$. Время работы скважины на режимах и время остановки между режимами следует принимать одинаковым, т.е. $t_р = t_в$. Тогда результаты испытания получаются более корректными, формула для обработки становится менее сложной. Следовательно, одним из условий испытаний экспресс-методом является

$$t_{р1} = t_{р2} = t_{р3} = \ldots = t_{рn} = t_{в1} = t_{в2} = t_{в3} = \ldots = t_{вn} = \text{const}.$$

Затем скважину пускают в работу на втором режиме на время $t_{р2}$. К концу времени $t_{р2}$ фиксируют затрубное и буферное давления, давление и температуру на ДИКТе или давление, перепад и температуру на дифманометре. Затем закрывают скважину на время $t_{в2}$. Аналогичные действия проводятся и на последующих режимах работы скважины. Полученные результаты обрабатываются по формуле (151.4) или (153.4). Для определения коэффициента β, необходимого для обработки результатов испытанным экспресс-методом, следует снять одну кривую восстановления давления (либо перед началом испытания, либо после последнего режима). Это же значение коэффициента β нужно использовать при определении истинного коэффициента $a_{ис}$ по формуле (146.4). Для приближенных расчетов в случае отсутствия возможности снятия кривой восстановления давления, по которой определяется коэффициент β, может быть использовано его значение, найденное по более ранним исследованиям скважин.

Таблица 65

Обработка результатов исследования экспресс-методом

Номер режима	$P_{зат}$, МПа	$P_з(t_р)$, МПа	$P_з^2(t_р)$, МПа^2	$P_{пл}^2 - P_з^2(t_р)$, МПа^2	C_i	$(\Delta P^2 - \beta C_i)$, МПа^2	$Q(t_р)$, тыс. м^3/сут	$\frac{(\Delta P^2 - \beta C_i)}{Q(t_р)}$
1	12,19	14,34	205,56	9,56	0	9,65	11,0	0,877
2	11,72	13,88	192,56	22,65	1,93	20,72	21,5	0,964
3	10,79	12,65	160,04	55,17	2,91	52,26	43,0	1,215
4	9,75	11,45	131,20	84,01	10,30	73,71	54,0	1,365
5	8,87	10,42	108,67	106,67	15,60	90,94	63,5	1,432

Примечание. $P_{пл}$ = 14,67 МПа.

Преимущество экспресс-метода заключается в том, что он доводит практически до минимума продолжительность испытания скважин. Так, например, если продолжительность процессов полной стабилизации давления и дебита и полное восстановление давления после каждого режима равняются 10 ч, то при 6 режимах на испытание скважины экспресс-методом требуется всего 6 ч, из которых 3 ч расходуется на остановки между режимами и 3 ч – на продувку на 6 режимах. В принципе экспресс-метод может быть использован на всех месторождениях, если даже процесс стабилизации давления и дебита на режимах и восстановления давления между режимами продолжается 1 ч и более. Однако при некачественном определении величины β слагаемое $\beta C_i(t_р)$ в формуле (151.4) может оказаться больше, чем слагаемое $P_{пл}^2 - P_{зi}^2(t_р)$. Тогда результаты испытания экспресс-методом не поддаются обработке. Так, например, результаты испытания скважин севера Тюменской области экспресс-методом не обрабатываются, так как разность квадратов давления при депрессиях, характерных для этих скважин, значительно меньше значений $\beta C_i(t_р)$. Ниже приведен пример обработки результатов испытания экспресс-методом.

Пример. Скважина исследована на 5 режимах. Время работы на каждом режиме и время остановки между режимами одинаковы и равны $t_{pi} = t_{bi} = 1800$ с. Пластовое давление $P_{пл} = 14,67$ МПа. Параметры стабилизированного режима следующие: $P_з(t_{ст}) = 9,59$ МПа, $Q(t_{ст}) = 35$ тыс.м^3 / сут. Коэффициент β, определенный по кривой восстановления давления, равен β = 1. Результаты обработки приведены в табл. 65 и показаны на рис. 107. Из рис. 107 определяем значение $a(t_р) = 0,670$ и b = 0,0010. Истинное значение коэффициента $a_{ис}$ по известным b, $P_з(t_{ст})$ и $Q(t_{ст})$ будет

$$a_{ис} = (14,67^2 - 9,59^2 - 0,001 \cdot 35^2) / 35 = 3,48.$$

4.20.3. Метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов

С целью дальнейшего сокращения продолжительности испытания скважин, вскрывших пласты с низкими фильтрационными свойствами, предложен метод монотонно-ступенчатого исследования газовых скважин. Причем сокращение продолжительности испытания достигается за счет сокращения продолжительности восстановления давления между режимами. Характер изменения давления в процессе испытания скважины методом монотонно-ступенчатого изменения дебита показан на рис. 108.

Допускается, что перед испытанием скважины этим способом она работает с некоторым установившимся дебитом Q_0 и забойным давлением $P_з$. Затем скважину останавливают на время t_0, явно недостаточное для восстановления забойного давления до пластового. Обычно величину t_0 принимают равной приблизительно 4–10 ч. К концу времени t_0 пластовое давление восстанавливается до P_0. Затем скважину

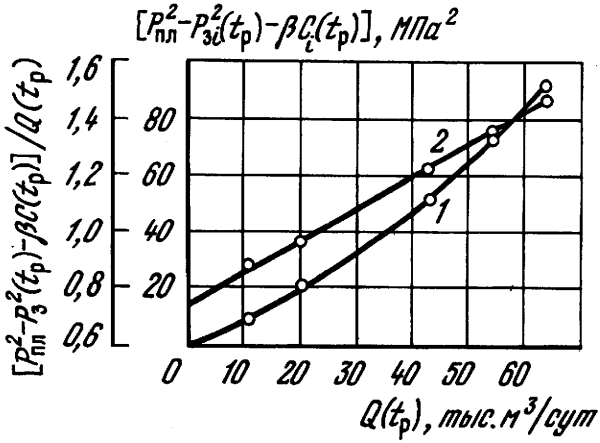


Рис. 107. Зависимости $[P_{пл}^2 - P_{з}^2(t_р) - \beta C_i(t_р)]$ (*1*) и $[P_{пл}^2 - P_{з}^2(t_р) - \beta C_i(t_р)]/Q(t_р)$ (*2*) от $Q(t_р)$

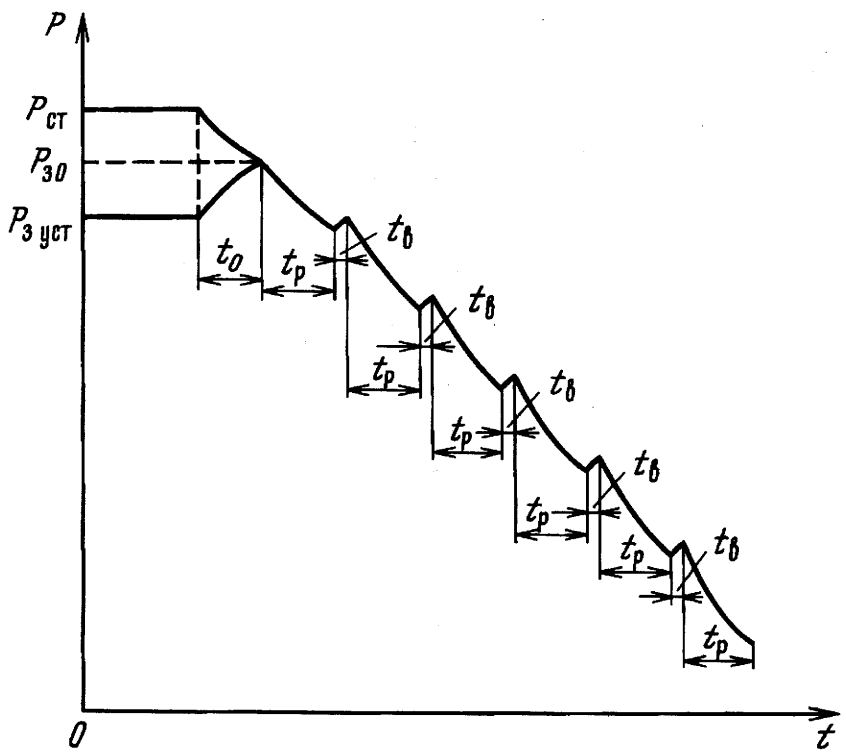


Рис. 108. Характер изменения давления в процессе исследования скважины методом монотонно-ступенчатого изменения дебита

пускают в работу на первом режиме с дебитом $Q_1(t_р)$ на время $t_р$. По истечении времени $t_р$ фиксируют давление, температуру и дебит скважины, после чего скважину без остановки или с остановкой не более 120–180 с переводят на новый – второй режим работы с дебитом $Q_2(t_р)$. Продолжительность работы скважины на каждом режиме должна быть одинаковой и определяется по формуле

$$t_{р1} = t_{р2} = t_{р3} = \ldots = t_{рn} = \text{const}; \quad t_{рn} \cong (0,08 \div 0,2)t_0.$$

Таблица 66

Обработка результатов исследования методом монотонно-ступенчатого изменения дебита

Номер режима	d, 10^{-3}м	$P_{зат}$, МПа	$P_з(t_р)$, МПа	T, К	$P_{з0}^2 - P_з^2(t_р)$, МПа^2	$Q(t_р)$, тыс.м^3/сут	$\Delta P^2/Q(t_р)$
1	5,0	6,57	7,38	298	1,34	26	0,051
2	7,3	6,47	7,27	299	2,95	56	0,052
3	8,9	6,40	7,19	301	4,10	75	0,055
4	11,0	6,28	7,04	302	6,24	107	0,058
5	13,0	6,13	6,87	303	8,60	140	0,061

Примечание. $P_{з0} = 7{,}47$ МПа.

Время остановки скважины $t_в$, если для смены режима необходима остановка, выбирается, исходя их технической возможности закрытия скважины и смены режима ее работы. При испытании скважины этим методом необходимо соблюдать условие $Q_0 < Q_1 < Q_2 < \ldots < Q_n$.

Если испытание проводится в скважине, остановленной для замера статического давления, то сначала пускают ее в работу с дебитом $Q_0 \approx 0{,}5Q_1(t_р)$. По истечении времени t_0 фиксируют значения забойного давления P_0, дебита Q_0 и температуры газа T_0. Дальнейший порядок исследования скважины аналогичен описанному выше.

Обработка результатов испытания проводится по формуле

$$P_0^2 - P_з^2(t_р) = a(t_р)Q(t_р) + bQ^2(t_р), \tag{155.4}$$

где P_0 – забойное давление, соответствующее времени остановки скважины на t_0 или времени работы скважины, исследуемое после остановки для замера статического давления или работающее с дебитом Q_0.

Если скважина перед испытанием была остановлена на замер статического давления, то результаты исследования обрабатываются по формуле

$$P_{з0}^2 - P_з^2(t_р) = a(t_р)Q(t_р) + bQ^2(t_р) - C, \tag{156.4}$$

где

$$C = aQ_0 + bQ_0^2.$$

Величина C не является тем привычным поправочным коэффициентом, который имеет место при обработке результатов стандартных испытаний скважин методом установившихся отборов при $Q = 0$. Обычный поправочный коэффициент C является результатом погрешностей, допускаемых при измерении и вычислении пластового и забойного давлений и дебита скважин. В данном случае C соответствует значению Q_0. Как правило, при испытании скважины монотонно-ступенчатым изменением дебитов после продолжительной ее работы и закрытия на время $t_в$ величина C равна или близка к нулю. Обработанные в координатах $\Delta P^2/Q(t_р)$ от $Q(t_р)$ или $[\Delta P^2 + C]/Q(t_р)$ от $Q(t_р)$ результаты позволяют определить коэффициенты $a(t_р)$ и b. Истинное значение коэффициента $a_{ис}$ определяется, так же как при испытании скважин другими ускоренными методами, с помощью формул (145.4)–(147.4).

Видимое преимущество метода монотонно-ступенчатого изменения дебита заключается в том, что скважина работает на нескольких режимах со временем $t_р$, а на восстановление давления между режимами время не тратится. Однако исходное

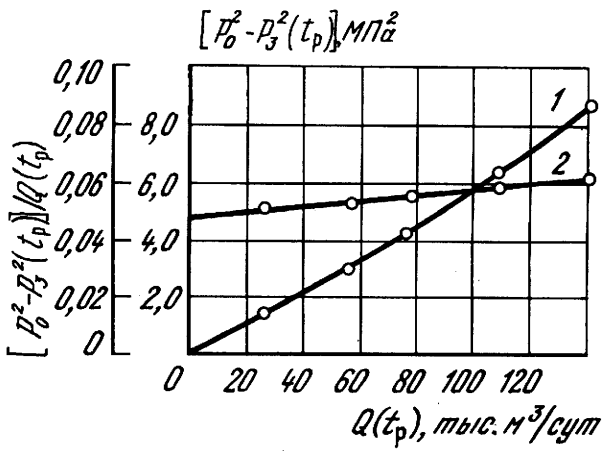


Рис. 109. Зависимости $[P_0^2 - P_з^2(t_р)]$ (*1*) и $[P_0^2 - P_з^2(t_р)]/Q(t_р)$ (*2*) от $Q(t_р)$

условие для применения метода монотонно-ступенчатого изменения дебита сводит его преимущество на нет с тем, что:

– если скважина работает, то ее следует закрыть на время $t_0 \approx$ 4–10 ч;

– если скважина остановлена на замер статического давления, то ее пускают в работу на режиме на время $t_0 \approx 4 \div 10$ ч.

На примере скважины, рассмотренной для оценки продолжительности исследований другими методами, вычислим время, необходимое при испытании ее методом монотонно-ступенчатого изменения дебита. Допустим, что скважина исследуется на 6 режимах. Продолжительность полной стабилизации давления и дебита и восстановления давления равна 10 ч. Допустим, что скважина перед началом испытания работала длительное время. Тогда на остановку скважины необходимо время $t_0 \approx 4 \div 10$ ч. При $t_0 = 4$ ч и $t_р = 4 \cdot 0{,}08 = 0{,}32$ ч продолжительность испытания по минимуму составит 6,3 ч. При $t_0 = 10$ ч и $t_р = 10 \cdot 0{,}2 = 2$ ч продолжительность испытания по максимуму составит 22 ч. Таким образом, несмотря на полное сокращение времени на восстановление давления между режимами, метод монотонно-ступенчатого изменения дебита в лучшем случае совпадает по продолжительности процесса испытания с экспресс-методом. В том случае, когда по какой-либо причине применение экспресс-метода нецелесообразно, например коэффициент β неизвестен или его значение определено неточно, метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов является наиболее приемлемым. Необходимо подчеркнуть, что продолжительность времени t_0 и t_{pi} следует выбрать в зависимости от коллекторских свойств пласта. При очень низких коллекторских свойствах пласта рекомендуется выбрать максимальные значения t_0 и t_{pi}, в частности $t_0 = 10$ ч и $t_р = 10 \cdot 0{,}2 = 2$ч, а при сравнительно лучших характеристиках пористой среды – минимальные зачения t_0 м t_{pi}, в частности $t_0 = 4$ ч и $t_р = 4 \cdot 0{,}08 = 0{,}32$ ч.

Ниже приведен пример обработки результатов испытания методом монотонно-ступенчатого изменения дебитов.

Пример. Скважина перед испытанием работала на установившемся режиме с дебитом $Q(t_{ст}) =$ $= 96$ тыс.м^3 / сут и с забойным давлением $P_з(t_{ст}) = 6{,}57$ МПа. Пластовое давление $P_{пл} = 8{,}0$ МПа. Перед испытанием скважина была остановлена на время $t_0 = 25200$ с. За это время забойное давление восстановилось до $P_{з0} = 7{,}47$ МПа. Результаты обработки данных испытания приведены в табл. 66 и показаны на рис. 109. $t_р = 0{,}1 \cdot t_0 = 0{,}7$ч. Из рис. 109 определяем значение $a(t_р) = a(25200) = 0{,}05$ и коэффициента $b =$ $= 0{,}00010$. При этом истинное значение коэффициента $a_{ис}$ будет

$$a_{ис} = (8{,}0^2 - 6{,}57^2 - 0{,}0001 \cdot 96^2) / 96 = 0{,}208.$$

Сравнение величин коэффициентов $a(t_р)$ и $a_{ис}$ показывает, что истинный коэффициент $a_{ис}$ в 4 раза больше, чем $a(t_р)$.

4.21. О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КРИВЫХ СТАБИЛИЗАЦИИ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И ДЕБИТА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА

Пуск и остановка скважины приводят к перераспределению давления в пласте от забоя до контура питания. Темп и характер перераспределения давления после пуска или остановки скважины зависят от свойств пористой среды и насыщающих ее жидкостей и газов. По темпу и характеру распределения давления в пласте, если имеется возможность фиксировать эти процессы, можно судить о коллекторских свойствах пласта. Использование процессов распределения давления в пласте при пуске или после остановки для определения параметров пористой среды известно как обратные задачи подземной газогидродинамики. В литературе процесс распределения давления после пуска скважины в работу назван процессом стабилизации давления, а распределения давления в пласте после остановки – процессом восстановления давления.

Хронологически процесс стабилизации давления при постоянном или переменном дебите скважины изучался раньше, чем процесс восстановления давления после закрытия скважины. Однако по чисто техническим причинам использовать процесс стабилизации давления для определения свойств пласта оказалось практически невозможным. При этом подразумевается, что измерить с достаточно высокой степенью точности незначительные изменения забойного давления и дебита во времени существующими приборами невозможно. Поэтому до настоящего времени процесс стабилизации забойного (устьевого) давления и дебита скважины для определения параметров пласта используется крайне редко.

Первые попытки обработки кривых перераспределения давления для определения параметров пласта были сделаны в США в 1935 г. В начале 40-х годов первые исследования в СССР в этой области были выполнены В.Н. Щелкачевым, которые в обобщенном виде приведены в работе [22].

Были выполнены работы по развитию газогидродинамических методов исследования газовых скважин при нестационарных режимах фильтрации газа с использованием процессов восстановления давления после остановки и стабилизации после пуска скважины. Однако большинство работ, посвященных процессу распределения давления после пуска скважины в работу, не получили широкого распространения ввиду отсутствия в те времена соответствующей вычислительной техники и громоздкости методики обработки результатов измерений. Наиболее практичной была методика, предложенная Ю.П. Коротаевым и Г.А. Зотовым для обработки кривых стабилизации забойного давления и дебита, снятых в газовых скважинах. Преимущество предложенного метода использования кривых стабилизации давления и дебита заключается в том, что параметры пласта, определяемые путем испытания скважины методом установившихся отборов, могут быть определены снятием кривых стабилизации забойного (устьевого) давления и дебита только на одном режиме.

Уравнение притока газа к скважине после ее пуска имеет вид

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{з}}^2(t) = \frac{Q(T)\mu Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{2\pi khT_{\text{ст}}} \ln\frac{2{,}05\kappa}{R_{\text{с}}^2} + bQ^2(t) + \frac{Q(T)\mu Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{2\pi khT_{\text{ст}}} \ln\frac{Q_{\text{доб}}}{Q(t)}, \qquad (157.4)$$

где

$$b = \rho_{\text{ат}} P_{\text{ат}} Z T_{\text{пл}} (1 - R_{\text{с}} / R_0) / 2\pi^2 eh^2 T_{\text{ст}} R_{\text{с}}.$$

Введем обозначения:

$$\beta = \mu Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}} / 2\pi khT_{\text{ст}}, \quad \alpha = \beta \ln 2{,}05\kappa / R_{\text{с}}^2, \quad \varphi(t) = \ln\frac{\int_0^t Q(t)dt}{Q(T)} = \ln\frac{Q_{\text{доб}}}{Q(t)}.$$

Тогда вместо формулы (157.4) получим

$$\{[P_{пл}^2 - P_з^2(t)] - bQ^2(t)\} / Q(t) = \alpha + \beta\varphi(t). \qquad (158.4)$$

Формула (158.4) получена для пуска газовой скважины и описывает процесс стабилизации давления при переменном дебите $Q(t)$. При измерении во времени изменения забойного давления и дебита формула (158.4) позволяет определить параметры пласта. Если кривая стабилизации давления снята при постоянном дебите Q = const, то формула для обработки полученных в процессе стабилизации кривых имеет вид

$$P_з^2(t) = P_{пл}^2 - \beta \ln \frac{2{,}05\kappa}{R_c^2} Q(t) - bQ^2(t) - \beta Q(t) \ln t. \qquad (159.4)$$

Формулу (159.4) можно представить в виде

$$P_з^2(t) = \alpha_1 - \beta_1 \ln t, \qquad (160.4)$$

где $\beta_1 = \beta Q(t)$ и $\alpha_1 = P_{пл}^2 - \beta_1 \ln 2{,}05\kappa / R_c^2 - bQ^2(t)$.

Как видно из формул (157.4) и (159.4), в обоих случаях для полной обработки кривой стабилизации требуется знать величину коэффициента b. Согласно формулам (157.4) и (159.4), нужно знать величины β и $\ln 2{,}05\kappa / R_c^2$. Однако параметр κ сам по себе представляет практический интерес, и его определение не менее важно, чем определение коэффициента b. Поэтому для определения коэффициента b, а следовательно, и параметра κ нужно поступить следующим образом:

– уравнение (157.4) написать для двух значений времени; в частности, для произвольного времени t и для времени $t_к$, соответствующего времени полной стабилизации давления и дебита. Индекс "к" в данном случае означает конец процесса стабилизации;

– вычесть из конечных значений измеряемых величин их текущие значения, которые позволят избавиться от одного из неизвестных параметров, в частности от параметра α.

Введем обозначения:

$$\psi(t) = \frac{P_{пл}^2 - P_з^2(t)}{Q(t)}, \quad \psi(t_к) = \frac{P_{пл}^2 - P_з^2(t_к)}{Q(t_к)}, \qquad (161.4)$$

$$\varphi(t) = \ln Q_{доб} / Q(t), \quad \varphi(t_к) = \ln Q_{доб} / Q(t_к), \qquad (162.4)$$

тогда

$$\psi(t) - bQ(t) = \alpha + \beta\varphi(t), \qquad (163.4)$$

$$\psi(t_к) - bQ(t_к) = \alpha + \beta\varphi(t_к), \qquad (164.4)$$

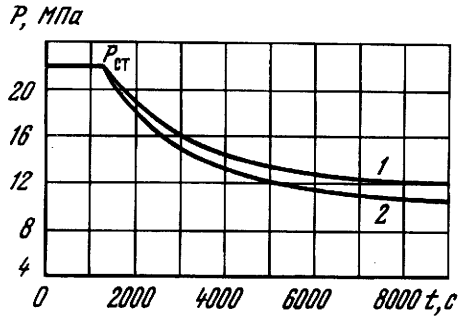
В результате вычитания из (164.4) формулы (163.4) получается

$$\psi(t_к) - \psi(t) + b[Q(t) - Q(t_к)] = \beta[\varphi(t_к) - \varphi(t)], \qquad (165.4)$$

откуда

$$\frac{\psi(t_к) - \psi(t)}{Q(t) - Q(t_к)} = \beta \frac{\varphi(t_к) - \varphi(t)}{Q(t) - Q(t_к)} - b. \qquad (166.4)$$

Обработанные результаты измерения данных процесса стабилизации в координатах $[\psi(t_к) - \psi(t)]/[Q(t) - Q(t_к)]$ от $[\varphi(t_к) - \varphi(t)]/[Q(t) - Q(t_к)]$ позволят определить как тангенс угла наклона этой прямой коэффициент β и как отрезок на оси ординат ниже начала координат величину коэффициента b. Опыт обработки результатов испытания сква-



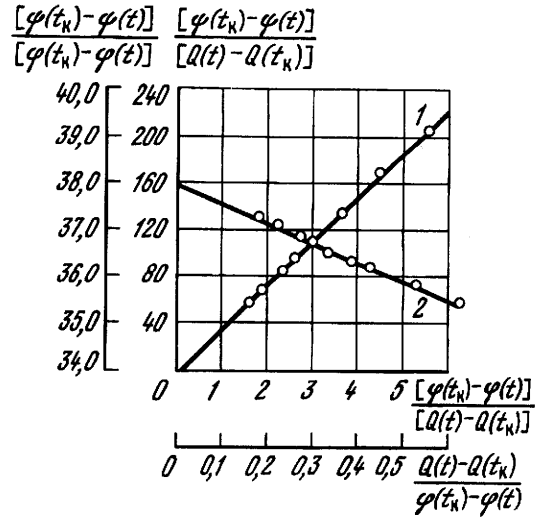


Рис. 110. Характер изменения давления на устье скважины (*1*) и перед диафрагмой на ДИКТе (*2*) в процессе стабилизации давления

Рис. 111. Зависимости $[\psi(t_к) - \psi(t)]/[Q(t) - Q(t_к)]$ от $[\varphi(t_к) - \varphi(t)]/[Q(t) - Q(t_к)]$ (*1*) и $[\psi(t_к) - \psi(t)]/[\varphi(t_к) - \varphi(t)]$ от $[Q(t) - Q(t_к)]/[\varphi(t_к) - \varphi(t)]$ (*2*)

жин методом установившихся отборов и результатов процесса стабилизации давления и дебита показывает, что значение коэффициента b весьма незначительно. Поэтому при обработке кривых стабилизации по формуле (166.4) исследователи стараются всегда получить нулевое значение для коэффициента b. Во избежание подобных ошибок результаты снятия кривых стабилизации забойного давления и дебита следует обработать несколько иной разновидностью формулы (166.4), имеющей в данном случае вид

$$[\psi(t_к) - \psi(t)]/[\varphi(t_к) - \varphi(t)] = \beta - b[Q(t) - Q(t_к)]/[\varphi(t_к) - \varphi(t)] \qquad (167.4)$$

где b определяется как тангенс угла наклона прямой, построенной в координатах $[\psi(t_к) - \psi(t)]/[\varphi(t_к) - \varphi(t)]$ от $[Q(t) - Q(t_к)]/[\varphi(t_к) - \varphi(t)]$, а коэффициент β – как отрезок, отсекаемый на оси ординат. Связь между коэффициентом β и коэффициентом фильтрационного сопротивления a будет иметь вид

$$a = 2\beta \ln R_к/R_с, \qquad (168.4)$$

или же с учетом формулы (168.4) коэффициент a может быть приближенно определен по формуле (4.4).

Таким образом, используя кривые стабилизации давления и дебита, можно определить коэффициенты фильтрационных сопротивлений a и b, а также коэффициент β, характеризующий проводимость и проницаемость пласта за пределами фиктивной скважины.

Технология снятия кривых стабилизации забойного (устьевого) давления и дебита заключается в следующем: скважину, остановленную для замера пластового давления или по какой-либо другой причине при условии, что пластовое давление восстановилось полностью, пускают в работу на определенном режиме. Режим, выбранный для снятия кривых стабилизации давления и дебита, должен обеспечить вынос всей продукции, поступающей на забой скважины, включая жидкие и твердые примеси. Забой скважины до начала пуска ее в работу должен быть чистым – без столба жидкости и песчаной пробки. Необходимо предусмотреть возможность образования в стволе псевдоожиженной песчаной пробки.

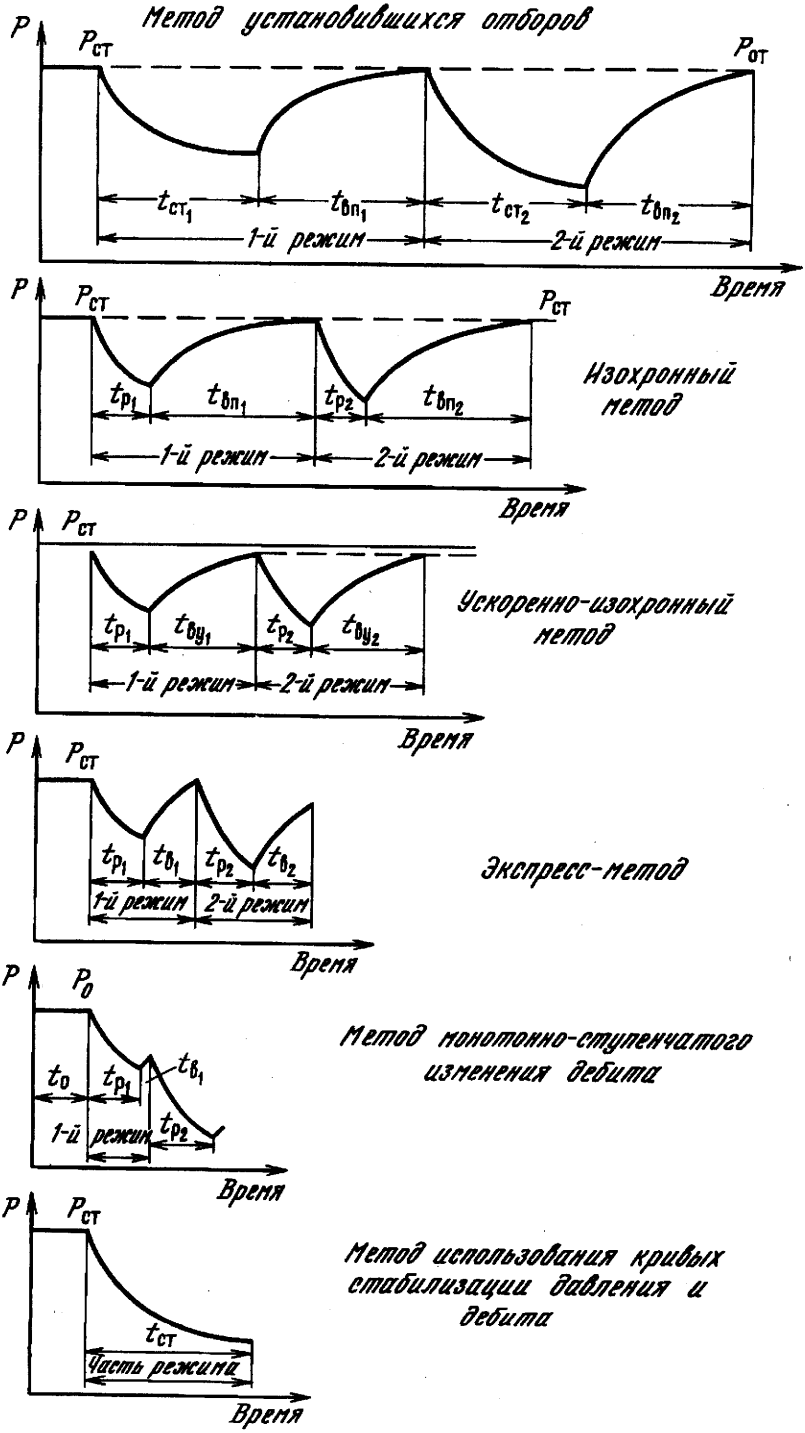


Рис. 112. Характер изменения давления при различных ускоренных методах исследования скважин

Таблица 67

Результаты обработки кривых стабилизации забойного давления и дебита

t, с	$P_з(t)$, МПа	$Q(t)$, м^3/с	$\Delta Q(t) = Q(t) - Q(t_к)$, м^3/с	$\varphi(t)$	$\Delta\varphi(t) = \varphi(t_к) - \varphi(t)$	$\Delta\varphi(t)/\Delta Q(t)$
0	22,0500	0	0	0	0	0
600	21,7216	7,801	0,425	3,3584	0,6820	1,605
1200	21,3734	7,708	0,332	3,4193	0,6211	1,871
2400	21,0314	7,616	0,240	3,4800	0,5604	2,335
3600	20,0625	7,535	0,159	3,6293	0,4111	2,585
4800	19,3263	7,477	0,101	3,7401	0,3003	2,973
6000	18,7259	7,434	0,058	3,8282	0,2122	3,659
7200	18,2094	7,407	0,031	3,9008	0,1396	4,460
8400	17,7515	7,390	0,014	3,9627	0,0777	5,590
9600	17,1500	7,376	0	4,0404	0	0

Перед началом испытания скважина должна быть оборудована образцовыми манометрами высокого класса точности, термометром и дифманометром или ДИКТом. По возможности следует пользоваться глубинным комплексом, одновременно измеряющим забойное давление, температуру и дебит скважины и передающим на поверхность информацию непрерывно в форме цифропечати. Если такая возможность отсутствует, то следует измерять во времени давление на затрубном и трубном пространствах, давление перед дифманометром, если скважина подключена к системе сбора и осушки газа, перепад давления на дифманометре, температуру перед диафрагмой, а если скважина исследуется в атмосферу через ДИКТ, то давление и температуру перед диафрагмой. Если исследуется газоконденсатная скважина, то при определении забойного давления и дебита скважины следует учесть наличие жидкости в потоке газа.

Следует запомнить, что первое время, т.е. в начале пуска скважины в работу, забойное и устьевое давления и дебит будут изменяться более интенсивно, чем к концу процесса стабилизации, так как депрессионная воронка в призабойной зоне более глубокая, чем за пределами призабойной зоны. Кроме того, в начале процесса стабилизации будет иметь место истощение газа, находящегося в стволе скважины. Поэтому совокупность допущений, принятых при решении исходного дифференциального уравнения, пуск скважины не на забое, а у устья и другие факторы приводят к отклонению начального участка кривых, обработанных по формуле (166.4) или (167.4), от прямой. Частота измерения давления и дебита зависит от интенсивности изменения давления и дебита. Для пластов с низкими коллекторскими свойствами кривые стабилизации снимаются легко, т.е. изменение давления и дебита весьма существенно, и поэтому технические трудности, связанные с точностью измерительных приборов, и изменения измеряемых параметров не возникают.

Опыт показывает, что если процессы стабилизации давления и дебита после пуска и восстановления давления после остановки скважины превышают 10 ч, то снятие кривых стабилизации образцовыми манометрами не вызывает трудностей. Значительно труднее снять кривые стабилизации при сравнительно быстрой стабилизации забойного давления и дебита скважины. В целом нет процесса стабилизации, результаты которого не поддавались бы обработке. Процесс стабилизации происходит всегда, однако для пластов с хорошими коллекторскими свойствами этот процесс происходит сравнительно быстро, и имеющиеся технические средства измерения не позволяют с высокой степенью точности фиксировать изменения давления и дебита во времени. Следует отметить, что для пластов со средней характеристикой в процессе стабилизации необходимо фиксировать изменение давления на забое (устье) скважины,

$[\Delta Q(t)/\Delta\varphi(t)] \cdot 10^{-3}$	$\Delta P_з^2(t) = P_{з0}^2 - P_з^2(t)$	$\psi(t) = \Delta P_з^2(t)/Q(t)$	$\Delta\psi(t) = \psi(t)_к - \psi(t)$	$[\Delta\psi(t)/\Delta Q(t)] \cdot 10^{-1}$	$\Delta\psi(t)/\Delta\varphi(t)$
0	0	0	0	0	0
623,167	14,370	1,8421	24,1979	5,694	35,4839
534,535	29,380	3,8116	22,2840	6,696	35,7913
428,265	43,880	5,7615	20,2785	8,450	36,1884
386,767	83,700	11,1082	14,9318	9,390	36,3172
336,330	112,69	15,0715	10,9685	10,861	36,5301
273,327	135,540	18,2324	7,8076	13,465	36,8049
222,063	154,620	20,8748	5,1652	16,667	37,0344
180,180	171,090	23,1515	2,8885	20,642	37,1943
0	192,080	26,0400	0	0	0

перед диафрагмой расходомеров с точностью как минимум до одной тысячной доли мегапаскаля. Пренебрежение этим условием приводит к существенным ошибкам, или же кривые не поддаются обработке. Для хороших коллекторов существенное значение имеют способ закрытия скважины и учет влияния ствола скважины. Весьма проблематична возможность применения кривых стабилизации для определения параметров пласта на высокодебитных скважинах на севере Тюменской области. На этих месторождениях, где проницаемость пласта доходит до 2,0 мкм^2, процесс стабилизации составляет до 1200 с. Поэтому снятие кривых стабилизации давления и дебита имеющимися приборами невозможно. На таких месторождениях нет необходимости снимать кривые стабилизации давления и дебита, так как основная задача использования этих кривых для определения параметров пласта заключается в необходимости сокращения продолжительности испытания скважин. Испытание скважин на севере Тюменской области, вскрывших сеноманские залежи газа, на каждом режиме требует до 1200 с, и остановка между режимами на восстановление давления не более этого. В результате продолжительность испытания одной скважины на 6 режимах требует около 4 ч.

Характер изменения давления на устье скважины в процессе стабилизации показан на рис. 110. Аналогичная кривая по характеру имеет место и перед диафрагмой на измерителях расхода газа. Как видно из рис. 110, характер изменения давления в определенной степени идентичен характеру изменения давления при методе испытания скважины монотонно-ступенчатым изменением дебитов, если исключить из этой кривой небольшие пики, связанные со сменой режима, вызванной заменой диафрагмы меньшего диаметра на больший. Следовательно, использование кривых стабилизации забойного давления и дебита исключает необходимость закрытия скважины и приводит к минимуму продолжительности испытания скважин для определения параметров пласта.

Следует отметить, что, кроме метода установившихся отборов, все остальные методы, включая и использование кривых стабилизации давления и дебита, непригодны для установления режима эксплуатации скважин. Все эти методы применяются для определения параметров пласта. Для обоснования режима эксплуатации необходимы установившиеся значения забойных давлений и дебитов на различных режимах, на основании которых определяются предельные значения депрессии на пласт, градиента давления, скорости потока, величина устьевого давления, возможности образования и разрушения песчаной пробки и др.

Таким образом, использование кривых стабилизации забойного (устьевого) давления и дебита позволяет при минимальных затратах сил и средств определить параметры пласта. Для широкого внедрения данного способа следует разработать новые техни-

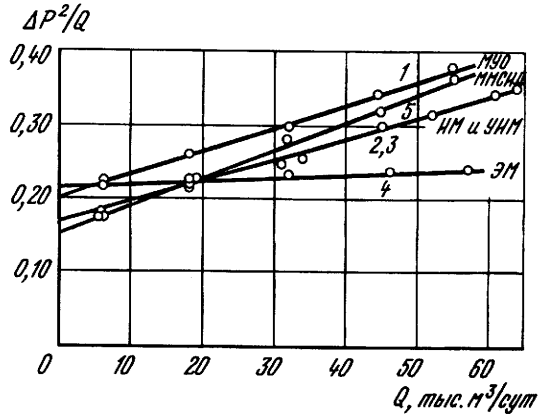


Рис. 113. Зависимости $\Delta P^2/Q$ от Q, полученные при исследовании скважин: методом установившихся отборов (*1*), изохронным методом (*2*), ускоренно-изохронным методом (*3*), экспресс-методом (*4*) и методом монотонно-ступенчатого изменения дебита (*5*)

Таблица 68

Исходные данные и результаты обработки методом установившихся отборов

Номер режима	d, 10^{-3}м	$P_з$, МПа	$T_г$, K	Q, тыс. м^3/сут	ΔP, МПа	ΔP^2, МПа^2	$\Delta P^2/Q$	$\Delta P^2 - C$ $C = 1{,}65$	$(\Delta P^2 - C)/Q$
1	3	5,75	282	6	0,25	2,94	0,49	1,29	0,215
2	5	5,45	285	18	0,55	6,30	0,35	4,65	0,258
3	7	5,00	287	32	1,00	11,00	0,34	9,35	0,292
4	9	4,40	288	44	1,60	16,64	0,38	14,99	0,341
5	11	3,70	289	55	2,30	22,31	0,41	20,66	0,376

Таблица 69

Исходные данные и результаты обработки изохронным методом

Номер режима	d, 10^{-3}м	$P_з(t_р)$, МПа	$T_г$, K	$Q(t_р)$, тыс. м^3/сут	ΔP, МПа	ΔP^2, МПа^2	$\Delta P^2/Q(t_р)$	$\Delta P^2 - C_0$ $C_0 = 1{,}30$	$(\Delta P^2 - C_0)/Q(t_р)$
1	3	5,80	281,5	6	0,20	2,36	0,393	1,06	0,176
2	5	5,53	282,5	18	0,47	5,19	0,288	3,89	0,217
3	7	5,10	285,5	34	0,90	9,99	0,294	8,69	0,255
4	9	4,43	287,0	50	1,57	16,30	0,326	15,00	0,310
5	11	3,71	288,5	61	2,26	22,04	0,361	20,74	0,340

Таблица 70

Исходные данные и результаты обработки ускоренно-изохронным методом

Номер режима	d, 10^{-3}м	$P_з(t_р)$, МПа	$T_г$, K	$Q(t_р)$, тыс. м^3/сут	ΔP, МПа	ΔP^2, МПа^2	$\Delta P^2/Q(t_р)$	$\Delta P^2 - C_0$ $C_0 = 1{,}10$	$(\Delta P^2 - C_0)/Q(t_р)$
1	3	5,665	283	6	0,085	0,970	0,167	1,070	0,178
2	5	5,400	285	18	0,350	3,502	0,217	4,002	0,222
3	7	5,050	286	31	0,700	7,560	0,244	7,660	0,247
4	9	4,450	287	45	1,300	13,260	0,295	13,360	0,297
5	11	4,112	287	52	1,638	16,154	0,310	16,254	0,312
6	13	3,420	288	64	2,330	21,366	0,334	21,466	0,335

Примечание. Принятое условное пластовое давление равно $P_{пл.усл} = 0{,}975P_{пл}$; $P_{пл} = 6$ МПа.

Таблица 71

Исходные данные и результаты обработки экспресс-методом

Номер режима	d, 10^{-3}м	$P_з(t_р)$, МПа	$T_г$, K	$Q(t_р)$, тыс. м^3/сут	ΔP, МПа	ΔP^2, МПа^2	C_i
1	3	5,82	279	6	0,15	2,128	0
2	5	5,50	283	19	0,50	5,750	1,056
3	7	5,00	285	32	1,00	10,100	3,964
4	9	4,55	286	46	1,45	15,298	7,877
5	11	4,00	287	57	2,00	20,000	12,479

Номер режима	βC_i	$\Delta P^2 - \beta C_i$	$\Delta P^2/Q(t_р)$	$\Delta P^2 - \beta C_i - C^1$ $C^1 = 0{,}8$	$(\Delta P^2 - \beta C_i)/Q(t_р)$	$(\Delta P^2 - \beta C_i - C^1)/Q(t_р)$
1	0	2,128	0,354	1,328	0,297	0,221
2	0,483	5,267	0,303	4,367	0,277	0,229
3	1,812	8,288	0,316	7,388	0,259	0,231
4	3,599	11,699	0,332	10,799	0,254	0,235
5	5,703	14,297	0,351	13,582	0,251	0,238

Таблица 72

Исходные данные и результаты обработки методом монотонно-ступенчатого изменения дебита

Номер режима	d, 10^{-3}м	$P_з(t)$, МПа	$T_г$, K	$Q(t_р)$, тыс. м^3/сут	ΔP, МПа	ΔP^2, МПа^2	$\Delta P^2/Q(t_р)$
1	3	5,708	282	5,5	0,10	1,05	0,173
2	5	5,450	285	18,0	0,35	3,94	0,213
3	7	4,960	287	31,8	0,84	9,10	0,280
4	9	4,400	288	44,3	1,40	14,28	0,320
5	11	3,700	289	55,1	2,10	19,95	0,360

Таблица 73

Сравнение коэффициентов a и b, полученных различными методами

Параметр	Метод установившихся отборов (МУО)	Изохронный метод (ИМ)	Ускоренно-изохронный метод (УИМ)	Экспресс-метод (ЭМ)	Метод монотонно-ступенчатого изменения дебита (ММСИД)
Продолжительность исследования, с	259 200	127 200	40 800	21 600	30 000
$a(t_р)$	–	0,170	0,170	0,215	0,155
$a_{ис}$	0,203	0,252	0,252	0,380	0,200
$b(t_р) \approx b_{ис}$	0,0031	0,0028	0,0028	0,00044	0,0037

ческие средства, например дифманометры высокой точности для измерения малейшего изменения давления на забое или на устье скважины и перед диафрагмой расходомеров, или же разработать принципиально новые способы измерения давления и дебита скважин в процессе их стабилизации. В частности, широкими возможностями по точнейшему измерению дебита располагает шумометрия, работающая в широком диапазоне спектров шума. Не исключая других возможностей измерения характера изменения давления и дебита в процессе стабилизации, отметим, что метод определения параметров пласта по кривым стабилизации должен быть использован так же повсеместно, как по кривым восстановления давления. Пример обработки кривых стабилизации приведен в табл. 67 и показан на рис. 111.

Целесообразность использования изохронного, ускоренно-изохронного и экспресс-метода, а также метода монотонно-ступенчатого изменения дебита следует оценить на каждом конкретном месторождении не только продолжительностью процесса исследования скважин, но и сопоставлением полученных результатов с результатами метода установившихся отборов. Такое сравнение было проведено на примере скважины Шебелинского месторождения (рис. 112).

Пример. Установить приемлемость ускоренных методов исследования на скважине с исходными данными и результатами расчетов, приведенных в табл. 68–72.

Обработка индикаторных кривых, построенных в координатах $\Delta P^2 / Q$ от Q, показана на рис. 113. Значения коэффициентов фильтрационного сопротивления, полученные различными методами, приведены в табл. 73

Сравнение коэффициентов a и b, приведенных в табл. 73, показывает, что только результаты экспресс-метода существенно отличаются от остальных. Полного совпадения результатов всех методов не должно быть, так как из исходных данных следует, что при исследовании методом установившихся отборов не достигнута полная стабилизация давлений и дебитов на режимах. Поэтому при пересчете $a(t_р)$ на $a_{ис}$ на различных режимах получается большой разброс. Несмотря на некоторое отличие результатов, полученных различными методами на месторождениях с низкопродуктивными коллекторами и длительной стабилизацией давления, следует пользоваться одним из ускоренных методов, особенно в тех случаях, когда исследование проводится с выпуском газа в атмосферу.

Глава 5

ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ

5.1. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕШЕНИЯ УРАВНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА

Нестационарные методы исследования газовых скважин базируются на процессах перераспределения давления в пласте при их пуске в работу и после остановки. Характер и темп распределения давления в пласте зависят от свойств газа и пористой среды. Связь темпа и характера распределения давления в пласте при пуске и остановке скважин показывает на возможность использования изменения давления во времени для определения фильтрационных и емкостных свойств пласта.

Между фильтрационными и емкостными параметрами пласта и характером распределения давления имеется функциональная зависимость, которая используется для определения параметров пористой среды с середины 30-х годов. Для получения аналитической зависимости между распределением давления и параметрами пласта считается, что скважина расположена в центре круговой залежи конечного или "бесконечного" размера с постоянными толщиной, пористостью, проницаемостью и что если пласт конечных размеров, то до достижения контура питания условия на контуре пласта не влияют на работу скважины, и т.д. Если распределение давления достигло контура, то начинается общее истощение залежи.

Этот процесс, так же как и распределение давления до момента времени, когда оно не достигло границы пласта, позволяет определить параметры пласта и запасы газа в залежи. Нестационарный процесс перераспределения давления, т.е. его изменение по радиусу и во времени после остановки скважины и изменение давления и дебита после ее пуска, происходит, когда работающую скважину закрывают или остановленную скважину пускают в эксплуатацию. Эти процессы принято называть процессами восстановления давления и стабилизации давления и дебита. Таким образом, существуют два нестационарных процесса, позволяющие определить параметры газоносного пласта:

1) снятие изменения давления во времени после остановки скважины, т.е. снятие кривой восстановления давления;

2) снятие изменения давления и дебита после пуска скважины в эксплуатацию, т.е. снятие кривых стабилизации давления и дебита.

Изменение давления по радиусу и во времени при использовании моделей конечного и "бесконечного" пластов с постоянным или переменным дебитом и контурным давлением описывается одним и тем же уравнением независимо от процесса закрытия или пуска скважины.

Уравнение радиальной фильтрации газа при линейном законе сопротивления имеет вид

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{з}R_0}^2(t) = \frac{Q\mu Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{2\pi k h T_{\text{ст}}}\left[-\text{E}i\left(-\frac{R_0^2}{4\kappa t}\right)\right], \qquad (1.5)$$

где $P_{зR_0}(t)$ – забойное давление укрупненной фиктивной скважины радиусом R_0, за пределами которой имеет место линейный закон фильтрации; μ, Z – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа, зависящие от давления и температуры в пределах границ фильтрации; Q – дебит скважины; h – толщина пласта; κ – пьезопроводность; t – время; $\left[-\mathrm{E}i\left(-\frac{R_0^2}{4\kappa t}\right)\right]$ – интегральная показательная функция, которая приближенно может быть заменена равенством

$$-\mathrm{E}i\left(-\frac{R_0^2}{4\kappa t}\right)=\ln\frac{4\kappa t}{R_0^2}-0,5772+\Sigma\frac{(-1)^{n+1}(R_0^2/4\kappa t)^n}{n\cdot n!}. \tag{2.5}$$

С точностью до 1% при $R_0^2/4\kappa t \leq 0,03$ формулу (2.5) можно заменить на

$$-\mathrm{E}i\left(-R_0^2/4\kappa t\right)=\ln\frac{4\kappa t}{R_0^2}-0,5772. \tag{3.5}$$

В пределах призабойной зоны, т.е. в интервале $R_c \leq R \leq R_0$, скорость фильтрации газа резко возрастает, что приводит к нарушению линейного закона. Поэтому приток газа к реальной скважине может быть представлен в виде

$$P_{пл}^2-P_з^2(t)=\frac{Q\mu ZP_{ат}T_{пл}}{2\pi khT_{ст}}\left[-\mathrm{E}i\left(-\frac{R_0^2}{4\kappa t}\right)\right]+\frac{Q\mu ZP_{ат}T_{пл}}{2\pi khT_{ст}}\ln\frac{R_0^2}{R_{с.пр}^2}+bQ^2, \tag{4.5}$$

где

$$b=\rho_{ат}P_{ат}ZT_{пл}(1/R_c-1/R_0+C_2)/2\pi^2lh^2T_{ст}; \tag{5.5}$$

$R_{с.пр}$ – приведенный радиус несовершенной по степени и характеру вскрытия скважины; C_2 – коэффициент несовершенства при квадратичном члене уравнения стационарного притока газа к скважине. С точностью до 1% формула (4.5) может быть представлена в виде

$$P_{пл}^2-P_з^2(t)=\beta\ln\frac{2,25\kappa t}{R_{с.пр}^2}+bQ^2, \tag{6.5}$$

где

$$\beta=Q\mu ZP_{ат}T_{пл}/2\pi khT_{ст}; \tag{7.5}$$

Для мгновенной остановки скважины, работавшей до закрытия с дебитом Q_0 и забойным давлением $P_{з0}$, формулу (6.5) можно записать в виде

$$P_з^2(t)=P_{з0}^2+\beta' Q_0\ln\frac{2,25\kappa t}{R_{с.пр}^2}+bQ_0^2, \tag{8.5}$$

где

$$\beta'=\mu ZP_{ат}T_{пл}/2\pi khT_{ст}. \tag{9.5}$$

При замедленном закрытии или переменном дебите, восстановлении давления в скважине с учетом притока газа после ее закрытия предложено значительное число приближенных решений. Эти решения могут быть разделены на две группы – дифференциальные методы и интегральные методы приближенных решений задачи нестационарной фильтрации газа. Причем дифференциальные методы предложены как для постоянного, так и для переменного дебита. Кроме названных решений нестационарной фильтрации газа, заслуживает внимания и задача о "гидропрослушивании" пласта. Сущность метода "гидропрослушивания" заключается в том, что из двух близко расположенных скважин одна пускается в эксплуатацию с постоянным дебитом, а

на другой скважине ведется наблюдение за изменением давления. Обработка информации, полученной в наблюдательной скважине, позволяет определить средние параметры пласта между двумя скважинами. Для условия Q = const предложены и другие методы определения параметров пласта.

Однако методы "гидропрослушивания", предложенные для определения параметров пласта при постоянном и переменном дебитах, в газовых скважинах широкого применения не нашли. Это объясняется двумя причинами.

1. Значительное расстояние между газовыми скважинами. Эта причина становится неоправданной в двух случаях: на скважинах подземных хранилищ газа, где расстояние между скважинами иногда меньше даже расстояния между нефтяными скважинами, а также на скважинах севера Тюменской области, где скважины расположены в виде куста и расстояния между ними 60–70 м.

2. Свойство газа изменять свой объем при изменении давления и более крутое распределение давления в призабойной зоне по сравнению с распределением при фильтрации упругой жидкости. За пределами призабойной зоны пластовое давление в газоносном пласте практически равно давлению на контуре питания. Поэтому уловить реакцию наблюдательной скважины на работу исследуемой сопряжено с техническими трудностями. Причем, как правило, и в подземных хранилищах газа, созданных на водоносных структурах и на кустах скважин севера Тюменской области, фильтрационные свойства пласта очень хорошие и, следовательно, депрессия на пласт весьма низкая. Это условие создает дополнительные трудности при использовании метода "гидропрослушивания" в газовых скважинах.

Из решения уравнения плоскорадиальной нестационарной изотермической фильтрации газа при линейном законе получена расчетная формула для процесса восстановления давления в газовой скважине при мгновенном ее закрытии в "бесконечном" пласте в виде

$$P_з^2(t) - P_{з0}^2 = \frac{Q_0 \mu Z P_{ат} T_{пл}}{2\pi k h T_{ст}} \ln \frac{2{,}25 \kappa t}{R_с^2} \qquad (10.5)$$

и в пласте конечных размеров в виде

$$P_{пл}^2 - P_з^2(t) = \frac{1{,}28 Q_0 \mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \cdot \exp\left[-5{,}78 \frac{\kappa t}{R_к^2}\right], \qquad (11.5)$$

где Q_0 – дебит скважины перед закрытием, т.е. при $t = 0$.

В основе применимости этих формул лежит предположение, что влияние нарушения линейного закона и несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия сказывается на участке вблизи скважины. Установлено, что радиус этой зоны оценивается $R_0 \leqslant h$. При этом имеется в виду, что толщина пласта намного меньше радиуса зоны дренирования скважины. Если толщина газонасыщенного пласта равна или больше радиуса контура питания, как это имеет место на Шебелинском, Карачаганакском и других месторождениях, то фильтрация отличается от плоскорадиальной и все приведенные выше уравнения, полученные для плоскорадиальной фильтрации, должны быть рассмотрены как для сферической фильтрации в изотропных пластах.

Допуская применимость формул (10.5) и (11.5) для определения параметров пласта, оправданно соглашаемся с тем, что в пределах радиуса R_0 до стенки реальной скважины фильтрация подчиняется двучленному закону сопротивления. Влияние несовершенства также сказывается, только внутри этой области. За пределами R_0 скорости достаточно низкие, что вызвано увеличением площади фильтрации, и поэтому закон движения линейный.

Принятые условия применимости формул (8.5) и (10.5) для несовершенных газовых скважин с нарушением линейного закона вблизи скважины, вскрывшей "бес-

конечный" пласт, аналитически выражаются следующим образом. На стенке фиктивной укрупненной скважины радиусом R_0 восстановление давления описывается формулой

$$P^2_{R_0}(t) = P^2_{0R_0} + \frac{Q_0 \mu Z P_{ат} T_{пл}}{2\pi k h T_{ст}} \ln \frac{2{,}25\kappa t}{R_0^2}. \qquad (12.5)$$

Связь между давлением на стенке фиктивной скважины радиусом R_0 и реальной радиусом R_c для момента времени t описывается формулой

$$P^2_{R_0}(t) - P^2_з(t) = aQ(t) + bQ^2(t), \qquad (13.5)$$

где $Q(t)$ – приток газа в укрупненную скважину. При $t = 0$ в формуле (13.5) вместо $Q(t)$ будет постоянный дебит перед закрытием Q_0, где

$$a = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \left[\ln \frac{R_0}{R_c} + C_1 \right]; \quad b = \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл}}{\cdot 2\pi^2 l h^2 T_{ст}} \left[\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_к} + C_2 \right]; \qquad (14.5)$$

l – коэффициент макрошероховатости; C_1, C_2 – коэффициенты несовершенства.

Одним из существенных факторов, влияющих на процесс восстановления давления, является приток газа к скважине после ее закрытия. Следовательно, необходимо учесть влияние $Q(t)$ путем разработки доступных методов определения его величины.

Учет количества газа, притекающего к укрупненной скважине, расположенной в "бесконечном" пласте, после ее закрытия, приближенно можно произвести по формуле

$$Q(t) = \frac{\upsilon}{P_{ат}} \frac{T_{ст}}{T_{пл}} \frac{\Delta \overline{P}}{\Delta t}, \qquad (15.5)$$

где υ – суммарный объем зоны радиусом R_0 и скважины, определяемый по формуле

$$\upsilon = \upsilon_{R_0} + \upsilon_c = \pi m \alpha_г h [R_0^2 - R_c^2 (1 - L / m\alpha_г h)], \qquad (16.5)$$

υ_{R_0}, υ_c – объемы зоны радиусом R_0 и скважины радиусом R_c и глубиной L; m – коэффициент пористости зоны; h – толщина пласта, м; $\alpha_г$ – газонасыщенность пласта; $\overline{P}$ – среднее по объему υ давление. Так как $Lmh\alpha_г \gg 1$, то

$$Q(t) = \frac{\pi m \alpha_г h T_{ст}}{P_{ат} T_{пл}} [1 + R_c^2 L / m\alpha_г h R_0^2] \Delta \overline{P} / \Delta t. \qquad (17.5)$$

После небольших преобразований процесс восстановления забойного давления с учетом притока газа после закрытия скважины будет определяться формулой

$$P^2_з(t) - P^2_{з0} = \frac{Q_0 \mu Z P_{ат} T_{пл}}{2\pi k h T_{ст}} \ln \frac{2{,}25\kappa}{R_0^2} + aQ_0 \left\{ 1 - \frac{R_0^2}{4\kappa t} \left[1 + \frac{R_c^2 L}{R_0^2 m \alpha_г h} \right] \right\} +$$

$$+ bQ_0^2 \left\{ 1 - \frac{R_0^2}{(4\kappa t)^2} \left[1 + \frac{R_c^2 L}{R_0^2 m \alpha_г h} \right]^2 \right\} + \frac{Q_0 \mu Z P_{ат} T_{пл}}{2\pi k h T_{ст}} \ln t. \qquad (18.5)$$

Если обозначить через α_1 выражения

$$\alpha_1 = \frac{R_0}{4\kappa t} \left[1 + R_c^2 L / R_0^2 m \alpha_г h \right], \qquad (19.5)$$

$$\theta = 2\alpha_1 \left[\ln \frac{R_0}{R_c} + C_1 \right] + 2\alpha_1^2 \frac{Q_0 \pi k h b}{\mu P_{ат}}, \qquad (20.5)$$

то вместо формулы (18.5) при условии, что $\theta \leqslant 0{,}01$ и $e^{-\theta} \approx 1$, с точностью до 1% получится

$$P_з^2(t) = P_{з0}^2 + \frac{Q_0 \mu Z P_{ат} T_{пл}}{2\pi khT_{ст}}\left[\ln\frac{2{,}25\kappa}{R_c^2} + 2\left(C_1 + \frac{Q_0 \pi khb}{\mu P_{ат}}\right)\right] + \frac{Q_0 \mu Z P_{ат} T_{пл}}{2\pi khT_{ст}} \ln t. \qquad (21.5)$$

Это означает, что при $\theta \leqslant 0{,}01$ приток газа к скважине после ее закрытия не влияет на КВД. Это очень полезный с точки зрения практики вывод, так как, прежде чем говорить о влиянии притока газа на КВД и его учете, необходимо произвести оценку величины θ. Если $\theta < 0{,}01$, то влиянием притока после закрытия можно пренебречь.

Целесообразно также оценить влияние величины $[R_c^2 L / R_0^2 m\alpha_г h]$ на процесс восстановления давления. Допустим, что $L = 3000$ м, $h = 100$ м, $m = 0{,}2$, $\alpha_г = 0{,}8$, $R_c = 0{,}1$ м, $R_0 = 30$ м. Тогда

$$R_c^2 L / R_0^2 m\alpha_г h = 0{,}002. \qquad (22.5)$$

С учетом этой величины содержание скобки $[1 + R_c^2 L / R_0^2 m\alpha_г h]$ можно принять равным единице. Следовательно, для θ и α_1 вместо формул (19.5) и (20.5) получим

$$\alpha_1 \approx R_0^2 / 4\kappa t; \quad \theta \approx \frac{R_0^2}{2\kappa t}\left[\ln\frac{R_0}{R_c} + C_1\right] + \frac{2R_0^2}{(4\kappa t)^2}\frac{\pi khbQ_0}{\mu P_{ат}}. \qquad (23.5)$$

Слагаемое $[2R_0^2 / (4\kappa t)^2]\pi khbQ_0 / \mu P_{ат}$ – весьма незначительная величина при сравнительно больших значениях времени восстановления, т.е. $t \geqslant 100$; влиянием этого слагаемого можно пренебречь, а параметр θ определить по формуле

$$\theta \approx \frac{R_0^2}{2\kappa t}\left[\ln\frac{R_0}{R_c} + C_1\right]. \qquad (24.5)$$

Оценка показывает, что для $\kappa t / [R_0^2(\ln R_0 / R_c + C_1)] \geqslant 5{,}0$ или для $\theta \leqslant 0{,}1$ приток газа к скважине после ее закрытия практически не сказывается на результатах исследования.

Установлено, что влияние притока на радиус укрупненной скважины, за пределами которой имеет место линейный закон фильтрации, сказывается до тех пор, пока не будет достигнуто неравенство

$$R_0^2 / 4\kappa t \leqslant 0{,}01 \quad \text{или} \quad \kappa t / R_0^2 \geqslant 25.$$

Введя обозначения

$$\alpha = P_{з0}^2 + \frac{1{,}15 Q_0 \mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi khT_{ст}}\left[\ln\frac{2{,}25\kappa}{R_c^2} + 0{,}87\left(C_1 + \frac{\pi khbQ_0}{\mu P_{ат}}\right)\right], \qquad (25.5)$$

$$\beta = 1{,}15 Q_0 \mu Z P_{ат} T_{пл} / \pi khT_{ст}, \qquad (26.5)$$

получим

$$P_з^2(t) = \alpha + \beta \lg t. \qquad (27.5)$$

Построенная в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg t$ КВД позволяет определить коэффициен-

ты α и β, а по ним коэффициенты проницаемости, проводимости, пьезопроводности и др.

Процесс восстановления давления на стенке укрупненной скважины, вскрывшей пласт конечных размеров, описывается формулой (11.5). Связь между давлением на стенках укрупненной и реальной скважин определяется формулой

$$P_{R_0}^2(t) - P_з^2(t) = aQ(t) + bQ^2(t). \tag{28.5}$$

Для пласта конечных размеров процесс восстановления давления в скважине с учетом притока газа может быть описан при известной величине $Q(t)$, значение которой определяется формулой

$$Q(t) = \varphi Q_0 \exp[-5{,}78\kappa t/R_к^2], \tag{29.5}$$

где

$$\varphi = 3{,}7R_0^2[1 + R_c^2 L / R_0^2 m\alpha_г h] / R_к^2. \tag{30.5}$$

Совместное решение уравнений (11.5), (28.5) и (29.5) позволяет получить

$$\ln[P_{пл}^2 - P_з^2(t)] = \ln\left[\frac{1{,}28Q_0\mu ZP_{ат}T_{пл}}{\pi khT_{ст}} - a\varphi Q_0 - b\varphi^2 Q_0^2 \exp\left[-5{,}78\frac{\kappa t}{R_к^2}\right]\right] - \frac{5{,}78\kappa t}{R_к^2}. \tag{31.5}$$

При больших значениях t величина $b\varphi^2 Q_0^2 \exp(-5{,}78\kappa t / R_к^2)$ стремится к нулю и формула (31.5) приобретает вид

$$\ln[P_{пл}^2 - P_з^2(t)] = \ln\left[\frac{1{,}28Q_0\mu ZP_{ат}T_{пл}}{\pi khT_{ст}} - a\varphi Q_0\right] - 5{,}78\kappa t / R_к^2. \tag{32.5}$$

Введем обозначения

$$\alpha_1 = \ln\left[\frac{1{,}28Q_0\mu ZP_{ат}T_{пл}}{\pi khT_{ст}} - a\varphi Q_0\right]; \quad \beta_1 = 2{,}51\kappa / R_к^2. \tag{33.5}$$

Тогда окончательный вид формулы для обработки кривой восстановления давления в скважине, вскрывшей пласт конечных размеров, будет

$$\ln[P_{пл}^2 - P_з^2(t)] = \alpha_1 - \beta_1 t. \tag{34.5}$$

Обработанная в координатах $\ln[P_{пл}^2 - P_з^2(t)]$ от t кривая восстановления давления позволяет определить коэффициенты уравнения α_1 и β_1, а по ним и параметры пласта. При больших t квадратичный член уравнения стремится к нулю. Это означает, что нарушение линейного закона сказывается только на начальном участке кривой, когда t незначительно. Формулу (34.5) можно использовать при $\kappa t / R_к^2 \geqslant 0{,}06$. Если фильтрация в скважине не подчиняется линейному закону, то начальный участок кривой начинает отклоняться от стандартной формы до тех пор, пока выражение $\varphi^2 Q_0^2 \exp(-5{,}78\kappa t / R_к^2)$ не станет больше нуля.

Полученные расчетные формулы описывают процесс восстановления давления и позволяют определить параметры пласта при обработке результатов исследования в соответствующих координатах. В целом предложены две формулы для обработки кривых восстановления давления, снятых в скважинах, вскрывших пласты конечных и "бесконечных" размеров. Параметры пластов, определяемые по кривым восстановления, а также по кривым стабилизации давления и дебита, относятся к зоне за пределами укрупненной скважины. Прибавление к этой зоне призабойной зоны

реальной скважины в конечном итоге практически не влияет на процесс восстановления давления в укрупненной скважине. Влияние призабойной зоны отражается в основном на начальном участке кривых восстановления и стабилизации давления. В целом коэффициенты уравнений (27.5) и (34.5) α, α_1, β и β_1 содержат информацию о фильтрационных и емкостных параметрах пористой среды.

5.2. ТЕХНОЛОГИЯ СНЯТИЯ И ОБРАБОТКИ КВД

5.2.1. Технология снятия КВД

Перед снятием КВД скважину подключают к газопроводу (шлейфу, коллектору), соединяющему скважину с УКПГ, или к линии испытания с выпуском газа в атмосферу. При этом регистрируют изменение давления на устье скважины, в частности в затрубном пространстве, если оно не запакеровано, а также давление и температуру на измерителе расхода газа и на буфере. Если скважина перед снятием КВД не работала, то ее пускают в работу, регистрируя при этом процесс стабилизации давления на забое (устье) и дебит скважины во времени. Перед снятием КВД давление и дебит должны быть полностью стабилизированы, так как при обработке результатов исследования на нестационарных режимах в качестве исходных данных используются стабилизированные значения забойного давления и дебита. После этого закрывают скважину и регистрируют изменение давления на забое или на устье в трубном и, если возможно, в затрубном пространствах, а также температуру газа. Если КВД снимается на забое с дистанционной регистрацией значений давления во времени на поверхности, то измерения температуры после закрытия не требуется. Если разница между забойной и устьевой температурой в процессе работы скважины незначительная (до 10°С), то изменение температуры в процессе восстановления давления на устье скважины не сказывается на форме КВД и полученная кривая поддается обработке. Описанное выше условие приемлемо и при сравнительно невысоких температурах газа в пласте. Если температура газа в пласте высокая, т.е. $T_{пл} \geqslant 323$ К, то после закрытия скважины происходит остывание ее ствола до величины геотермического распределения температуры по глубине и охлаждение газа в стволе существенно влияет на характер КВД, снятой на устье скважины.

Если работа скважины перед ее закрытием на снятие КВД характеризуется частой сменой неустановившихся режимов, то необходимо фиксировать указанные параметры на всех режимах работы и остановок, предшествующих снятию КВД. В скважинах, не имеющих свободного затрубного пространства (при отсутствии фонтанных труб, оборудованных пакером, и т.д.), а также при наличии в стволе скважины значительного количества жидкости КВД должна сниматься на забое с помощью глубинных манометров или комплексов. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласты с высокой температурой. Глубинные измерения давления после закрытия скважины обязательны при снятии КВД в газонефтяных скважинах. В газонефтяных скважинах КВД могут быть сняты на устье только при весьма низких дебитах скважины по нефти.

5.2.2. Методы обработки КВД

Выше отмечалось, что расчетные формулы для определения по КВД параметров пласта получены для различных условий, в которых находится исследуемая скважина. В целом эти формулы были получены для "бесконечного" и конечного пластов с постоянным давлением на контуре питания. Формулы, полученные для "бесконечного" пласта, применяются в тех случаях, когда в процессе исследования скважины границы области дренирования не сказываются на поведении этой скважины.

Обработка КВД, снятой в скважине для условия "бесконечного" пласта, зависит от продолжительности ее работы до остановки.

В случае, когда время работы скважины T до снятия КВД значительно больше времени, необходимого для восстановления давления, t ($\sim T \geqslant 20t$), КВД обрабатываются по формуле

$$P_з^2(t) = \alpha + \beta \lg t, \tag{35.5}$$

где

$$\alpha = P_{з0}^2 + \beta \lg \frac{2,25\kappa}{R_{с.пр}^2} + bQ_0^2; \tag{36.5}$$

$$\beta = \frac{2,3Q_0\mu_{пл}Z_{пл}T_{пл}P_{ат}}{2\pi RhT_{ат}}; \quad \kappa = kP_{пл}/m\mu; \tag{37.5}$$

$P_{з0}$, $P_з(t)$ – забойное давление перед остановкой при $t = 0$ и в процессе восстановления давления, МПа; Q_0 – дебит скважины перед закрытием, м^3 · с; κ – коэффициент пьезопроводности, м^2/с; m – пористость, доли единицы; h – газонасыщенная эффективная толщина пласта, м; $\mu_{пл}$, (в мПа · с) $Z_{пл}$, – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа в пластовых условиях; $R_{с.пр}$ – приведенный радиус скважины, м.

Для определения параметров пласта необходимы результаты измерения обработать в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg t$. Такая обработка данных исследования по формуле (35.5) позволяет определить α как отрезок, отсекаемый на оси $P_з^2(t)$, и β как тангенс угла наклона прямой. При размерностях Q_0 – м^3/с, μ – Па · с, k – м^2, h – м, $P_{ат}$ – Па, T–К величина β будет определяться формулой

$$\beta = 4,23Q_0\mu_{пл}Z_{пл}P_{ат}T_{пл}/khT_{ст}. \tag{38.5}$$

По найденным значениям α и β определяют проводимость пласта:

$$kh/\mu_{пл} = 4,3Q_0P_{ат}Z_{пл}T_{пл}/\beta T_{ст}. \tag{39.5}$$

При известном коэффициенте b величину $\kappa/R_{с.пр}^2$ находят по формуле

$$\kappa/R_{спр}^2 = 0,445\exp\left[2,3\frac{\alpha - P_{з0}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right]. \tag{40.5}$$

Если скважина совершенна, то $R_{с.пр} = R_с$, и тогда

$$\kappa = 0,445R_с^2\exp\left[2,3\frac{\alpha - P_{з0}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right]. \tag{41.5}$$

Так как $\kappa = kP_{пл}/m\mu$, то при известных α, β и b определяют

$$mh = 2,25\frac{kh}{\mu}\frac{P_{пл}}{R_с^2}\exp\left[-2,3\frac{\alpha - P_{з0}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right] \tag{42.5}$$

или

$$mh = P_{пл}kh/\mu\kappa.$$

При известных коэффициентах κ, α, β и b можно вычислить приведенный радиус скважины:

$$R_{с.пр} = \left[\frac{\kappa}{0,445}\exp\left(-2,3\frac{\alpha - P_{з0}^2 - bQ_0^2}{\beta}\right)\right]^{0,5}. \tag{43.5}$$

Таблица 74

Обработка КВД по формуле (35.5)

t, с	lg$t$	$P_{зат}(t)$, МПа	$P_з(t)$, МПа	$P_з^2(t)$, МПа^2	t, с	lg$t$	$P_{зат}(t)$, МПа	$P_з(t)$, МПа	$P_з^2(t)$, МПа^2
0	–	14,778	16,671	277,92	25200	4,401	19,142	22,173	491,64
30	1,477	16,936	19,613	384,67	39600	4,598	19,221	22,261	495,55
60	1,778	17,956	20,810	433,06	75600	4,878	19,230	22,281	496,44
120	2,079	18,073	21,182	448,68	162000	5,210	19,260	22,320	498,18
180	2,255	18,524	21,476	461,22	248400	5,394	19,290	22,359	499,92
300	2,477	18,760	21,771	473,97	601200	5,779	19,340	22,438	503,46
600	2,778	18,858	21,869	478,25	1112400	6,045	19,350	22,447	503,86
900	2,954	18,897	21,898	479,52	1285200	6,107	19,417	22,487	505,66
7200	3,857	19,093	22,006	484,26	–				

Пример. Определить параметры пласта по КВД, снятой в скважине с исходными данными: Q_0 = =754 тыс. м^3/сут; $P_{пл}$ = 23,248 МПа; $T_{пл}$ = 303 К;a = 0,16 МПа^2 · сут/тыс. м^3; b = 0,000308 МПа^2 × × (сут/тыс. м^3)^2; R_c = 0,10 м; C_1 = 1,3 и C_2 = 0,33. Исходные данные, измеренные в процессе восстановления давления, и их обработка приведены в табл. 74 и показаны на рис. 114. Из рис. 114 определены $\alpha = 492{,}5$ и $\beta = 6{,}41$. По этим данным определены

$$hk/\mu = 4{,}3 \cdot 754 \cdot 0{,}1013 \cdot 303 \cdot 0{,}82 / 6{,}41 \cdot 293 = 43{,}42 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{МПа} \cdot \text{с},$$

$$\kappa / R_{с.пр}^2 = 0{,}445 \exp\left[2{,}3 \frac{492{,}5 - 296{,}5 - 0{,}000308 \cdot 54^2}{6{,}41}\right] = 804 \text{ 1/с},$$

$$R_{с.пр}^2 = 0{,}10 \cdot e^{-1{,}63} = 0{,}01959 \text{ м}, \quad \kappa = 807 \cdot 0{,}01959^2 = 0{,}3085 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$mh = 43{,}42 \cdot 23{,}248 / 0{,}3085 \cdot 10^3 = 3{,}27 \text{ м}.$$

В случае, когда продолжительность работы скважины перед закрытием T соизмерима с продолжительностью процесса восстановления давления t, т.е. $T < 20t$, то обработку следует вести по формуле

$$P_з^2(t) = P_{пл}^2 - \beta \lg \frac{T+t}{t}. \tag{44.5}$$

Если $T < 20t$, то обработка результатов по формуле (35.5) искажает конечный участок КВД. Обработка результатов в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg \frac{T+t}{t}$ позволяет определить величину β и $P_{пл}$, если $\lg(T + t)/t = 0$.

Пример. Определить проводимость пласта по КВД, снятой в скважине после ее работы в течение 64 800 с с дебитом Q_0 = 103 тыс. м^3/сут. $P_{пл}$ = 14,32 МПа; $T_{пл}$ = 281 К; Z = 0,7; $\bar{\rho}$ = 0,62; L = 1450 м. Результаты замеров и обработки приведены в табл. 75 и показаны на рис. 115. По прямолинейному участку прямой определено, что $\beta = 15{,}29$. При этом проводимость будет

$$kh/\mu = 4{,}3 \cdot 103 \cdot 0{,}1013 \cdot 281 \cdot 0{,}7 / 15{,}29 \cdot 293 = 1{,}97 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{мПа} \cdot \text{с}.$$

Формулы, полученные для ограниченного пласта, нужно использовать в тех случаях, когда в процессе исследования скважины на ее поведении сказывается условие на границе пласта, например при работе скважины в пласте с ограниченными размерами или при влиянии работы соседних скважин, расположенных в кусте. В таких случаях результаты измерения обрабатываются по формуле (34.5) в координатах $\lg[P_{пл}^2 - P_з^2(t)]$ от t, в результате определяются α_1 как отрезок, отсекаемый на оси

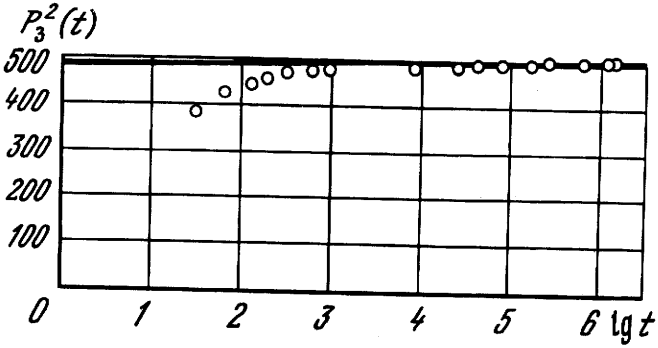


Рис. 114. Зависимость $P_з^2(t)$ от lg t

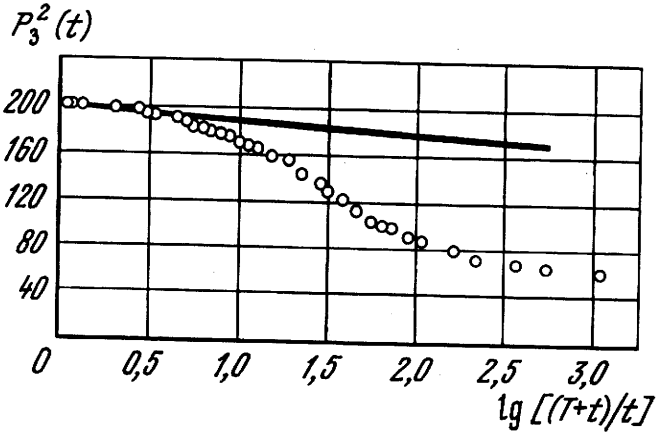


Рис. 115. Зависимость $P_з^2(t)$ от lg$[(T + t)/t]$

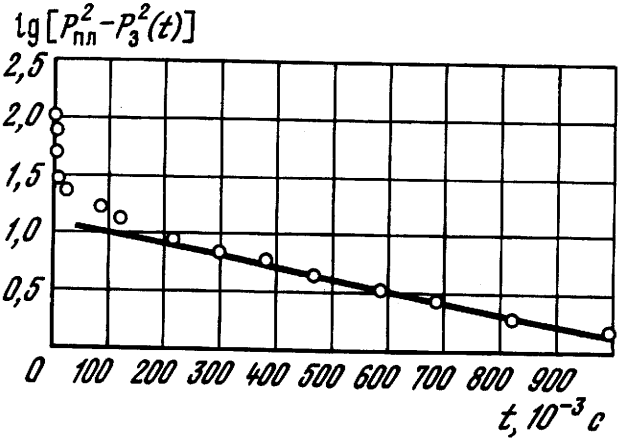


Рис. 116. Зависимость lg$[P_{пл}^2 - P_з^2(t)]$ от t

Таблица 75

Обработка КВД по формуле (44.5)

t, с	$(T+t)/t$	$\lg(T+t)/t$	$P_{заг}(t)$, МПа	$P_з(t)$, МПа	$P_з^2(t)$, МПа^2
0	–	–	6,423	7,384	54,529
60	1081	3,033	6,806	7,845	61,549
120	541	2,733	6,992	8,061	64,981
180	361	2,557	7,139	8,228	67,696
300	217	2,336	7,453	8,600	73,967
420	155,3	2,190	7,747	8,944	79,989
600	109,0	2,037	8,120	9,395	88,262
720	91,0	1,959	7,277	9,571	91,609
900	73,0	1,863	8,581	9,954	99,077
1020	64,0	1,809	8,728	10,111	102,225
1200	55,0	1,740	8,924	10,336	106,837
1500	44,0	1,645	9,316	10,817	117,002
1800	37,0	1,568	9,610	11,209	125,642
2100	32,0	1,502	9,846	11,474	131,648
2400	28,0	1,447	10,032	11,699	136,874
3000	23,0	1,354	10,346	12,062	145,496
3600	19,0	1,279	10,591	12,572	158,058
4500	15,4	1,187	10,846	12,680	160,782
5400	13,0	1,114	11,032	12,896	166,300
6300	11,3	1,053	11,140	13,023	169,604
7200	10,0	1,000	11,170	13,053	170,372
8400	8,71	0,940	11,327	13,239	175,270
9000	7,75	0,889	11,444	13,376	178,924
10800	7,00	0,845	11,503	13,445	180,766
12600	6,14	0,788	11,601	13,562	183,944
14400	5,50	0,740	11,660	13,621	185,543
16200	5,00	0,700	11,758	13,710	187,956
18000	4,60	0,663	11,797	13,817	190,925
27000	3,40	0,531	11,886	13,916	193,645
30600	3,12	0,494	11,964	14,014	196,384
36000	2,80	0,447	11,993	14,043	197,209
62400	2,04	0,310	12,062	14,121	199,419
196200	1,33	0,124	12,131	14,200	201,641
369000	1,17	0,068	12,160	14,239	202,756
646200	1,10	0,041	12,180	14,259	203,315

Примечание. $T = 64800$ с.

$\lg[P_{пл}^2 - P_з^2(t)]$, и тангенс угла β_1. Согласно формуле (34.5), α_1 и β_1 определяются по формулам

$$\alpha_1 = \lg 1{,}11\beta \quad \text{и} \quad \beta_1 = 2{,}51\kappa/R_к^2, \tag{45.5}$$

где $R_к$ – радиус контура питания, на котором давление в процессе снятия КВД остается постоянным. Определив из графика коэффициент α_1, с помощью формулы (45.5) вычисляют β и далее kh/μ, а также, используя значения β и β_1, другие параметры пласта. В частности, параметр $\kappa/R_к^2 = \beta_1/2{,}51$ и газонасыщенный объем залежи, дренируемой исследуемой скважиной,

$$\upsilon = \pi m h R_к^2 = 77{,}79 k h P_{пл}/\mu\beta_1. \tag{46.5}$$

Таблица 76

Обработка КВД по формуле (34.5)

t, с	$P_{зат}(t)$, МПа	$P_з(t)$, МПа	$P_з^2(t)$, МПа^2	$P_{пл}^2 - P_з^2(t)$, МПа^2	$\lg[P_{пл}^2 - P_з^2(t)]$
0	14,710	17,366	301,58	225,91	2,410
10	15,602	17,966	322,77	204,72	2,311
30	16,338	18,809	353,78	173,71	2,240
120	18,025	20,751	430,60	96,89	1,986
180	18,495	21,280	452,86	74,63	1,873
600	19,035	21,888	479,10	48,39	1,685
7 200	19,427	22,339	499,05	28,44	1,454
21 600	19,535	22,457	504,33	22,16	1,363
79 200	19,682	22,634	512,29	15,20	1,182
115 200	19,741	22,692	514,95	12,54	1,098
208 800	19,799	22,781	518,97	8,52	0,930
295 200	19,839	22,820	520,75	6,74	0,829
381 600	19,878	22,849	522,10	5,39	0,731
468 000	19,898	22,869	522,99	4,50	0,653
580 000	19,917	22,898	524,34	3,15	0,498
680 000	19,937	22,908	524,79	2,70	0,431
813 600	19,947	22,978	525,69	1,80	0,255
986 400	19,956	22,998	526,14	1,35	0,130

Примечание. $P_{пл} = 22{,}967$ МПа; $P_{пл}^2 = 527{,}49$.

При известном $R_к$ величину mh определяют по формуле

$$mh = \frac{7{,}9 \cdot 10^{-5} Q_0 P_{пл} T_{пл} Z_{пл}}{\beta \beta_1 R_к^2 P_{ат} T_{ст}}. \qquad (47.5)$$

Пример. Определить параметры пласта по данным исследования скважины при нестационарном режиме фильтрации в ограниченном пласте при следующих исходных данных: $P_{пл} = 23{,}72$ МПа; $T_{пл} = 303$ К; $Q_0 = 1030$ тыс. м^3/сут. Результаты обработки приведены в табл. 76 и показаны на рис. 116, из которого определены $\alpha_1 = 3{,}12$ и $\beta_1 = 0{,}926 \cdot 10^{-6}$.

Согласно формуле (45.5), определяем $\beta = \frac{1}{1{,}11} \cdot 10^{1{,}132} = 12{,}18$;

$\frac{kh}{\mu} = 4{,}3 \cdot 1030 \cdot 0{,}1013 \cdot 303 \cdot 0{,}82 / 12{,}18 \cdot 293 = 31{,}24$ мкм$^2 \cdot$м / мПа·с;

$\kappa / R_к^2 = 0{,}926 \cdot 10^{-6} / 2{,}51 = 0{,}369 \cdot 10^{-6}$;

$\upsilon = 77{,}79 \cdot 10^{-4} \cdot 31{,}24 \cdot 23{,}72 / 0{,}926 \cdot 10^{-6} = 6{,}2 \cdot 10^6$ м^3.

При принятии $R_к = 500$ м получим

$mh = 7{,}9 \cdot 10^{-5} \cdot 1030 \cdot 23{,}72 \cdot 303 \cdot 0{,}82 / 12{,}18 \cdot 0{,}926 \cdot 10^{-6} \cdot 293 \cdot 1013 \cdot 25 \cdot 10^4 = 5{,}61$ м.

5.3. ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ФОРМУ КВД, СНЯТЫХ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Предложенные выше методы обработки КВД получены для условий мгновенного закрытия скважины, работающей в однородном пласте при стационарном распределении давления до остановки и изотермическом процессе восстановления давления. В реальных скважинах соблюдение этих и многих других условий невозможно. Поэтому КВД, обработанные в координатах соответствующих методов, имеют форму, отличающуюся от прямой в полулогарифмических графиках. Причем искажение формы КВД происходит на разных ее участках в зависимости от того, каким фактором оно вызвано. Одной из основных задач практического применения нестационарных методов является выяснение причин отклонения КВД от стандартной их формы. Независимо от метода решения основного уравнения нестационарной фильтрации газа наклоны прямолинейного участка КВД оказались практически одинаковыми. Разница в основном касается величины отрезка на оси $P_з^2(t)$, равной α. Вообще, изменение величины α во времени или после проведения ремонтно-профилактических работ говорит о процессах загрязнения или очищения призабойной зоны скважины. Если параметр α растет, то это означает, что за истекшее время произошло ухудшение параметров призабойной зоны, а если α уменьшается, то улучшаются параметры этой зоны. По результатам исследования и обработки КВД наряду с другими параметрами определяют приведенный радиус скважины и так называемый "скин-эффект" – C_1:

$$C_1 = 2\left(\frac{k}{k_1} - 1\right)\ln\frac{R_0}{R_c} + \frac{Ck}{k_1}, \tag{48.5}$$

где C – коэффициент несовершенства по степени и характеру вскрытия; k_1, k – коэффициенты проницаемости призабойной зоны и за ее пределами.

Абсолютная величина C_1 характеризует качество призабойной зоны пласта: если $C_1 > 0$, то это говорит о плохом состоянии вскрытия. Для того чтобы $C_1 \leqslant 0$, необходимо проведение работ по интенсификации притока газа к скважине. Появление C_1 говорит о том, что общепринятая форма КВД будет искажена.

На практике формы КВД в газовых скважинах искажаются под влиянием различных факторов. К ним относятся:

– приток газа после закрытия скважины;

– допущения, принятые для решения исходного дифференциального уравнения;

– неоднородность пористой среды по толщине и площади, неизотермичность процесса восстановления давления;

– технологические процессы до остановки скважины;

– изменение параметров газа и пористой среды от давления и температуры.

Естественно, что в основном на форму КВД одновременно оказывают влияние почти все факторы. Однако имеется ряд факторов, влияния которых можно избежать, если заранее составить всесторонне обоснованную программу исследовательских работ. Ниже рассмотрены возможности избежания влияния различных групп факторов.

1. Избежать притока газа к скважине после ее закрытия невозможно, так как это равносильно закрытию скважины на забое в интервале притока газа к стволу. В настоящее время отсутствуют технические средства, позволяющие закрыть приток газа к скважине в интервале притока. Следовательно, этот фактор нужно учитывать всегда, хотя не всегда влияние этого фактора оказывается определяющим. В результате незначительного влияния притока газа после закрытия скважины его учет в большинстве случаев не устраняет искаженность кривой восстановления давления.

2. Избежать допущения, принятого при решении исходного дифференциального уравнения нестационарной изотермической фильтрации газа при линейном законе

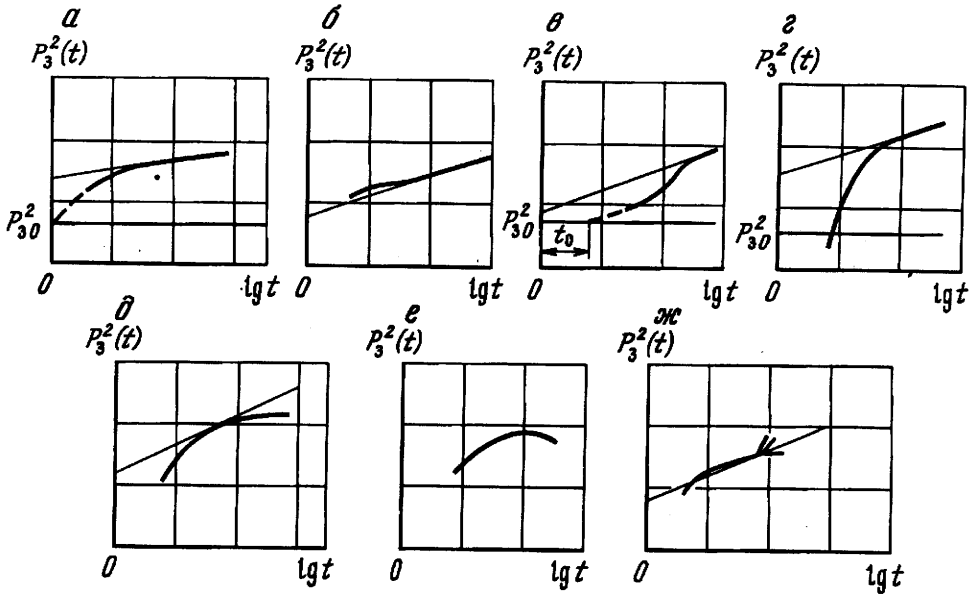


Рис. 117. Различные формы КВД, полученные в результате влияния неоднородности пласта, технологических факторов и изменения свойств пористой среды и газа
Пояснение см. в тексте

сопротивления, также невозможно. Схематизация задачи для получения математической зависимости между отдельными параметрами, входящими в уравнение, с сохранением физической сущности процессов, происходящих при фильтрации газа в пористой среде, всегда обусловлена природой. С естественным характером изменения параметров пористой среды и газа, для истинного закона его фильтрации на разных расстояниях от стенки реальной скважины решение исходного уравнения невозможно. Неточности решения уравнения фильтрации связаны как со схематизацией задачи, так и с математическими методами его решения. Так как различные методы решения для одинаковых схематизаций граничных и начальных условий дают весьма близкие результаты, вполне естественно, что при обработке результатов испытания используются, как правило, наиболее простые методы. Задача интерпретатора результатов исследования заключается в том, чтобы выбрать необходимую формулу для обработки. Если скважина окружена соседними работающими скважинами, то использование формулы для "бесконечного" пласта для обработки результатов испытания приводит к искажению формы кривых восстановления давления.

3. Факторы, связанные с неоднородностью пласта по толщине и по площади, могут быть учтены (их исключить невозможно) частично в более строгой постановке, а частично весьма приближенно. Имеются приближенные аналитические решения задачи, учитывающие изменчивость параметров пласта по площади, а также численные и аналоговые решения, принимающие во внимание изменение параметров пластов по толщине.

4. Факторы, связанные с технологией снятия кривых восстановления давления: точность измерения и расчета забойных давлений во времени; правильная фиксация момента закрытия скважины, продувка скважины на больших дебитах (депрессиях на пласт) перед закрытием для снятия кривой восстановления давления; продолжительность работы скважины перед закрытием на одном или нескольких часто сменяющихся режимах и другие – могут быть исключены при заранее запланированной программе исследовательских работ. Только в особых случаях, как, например, при снятии кривой восстановления давления в скважине, только что вышедшей из буре-

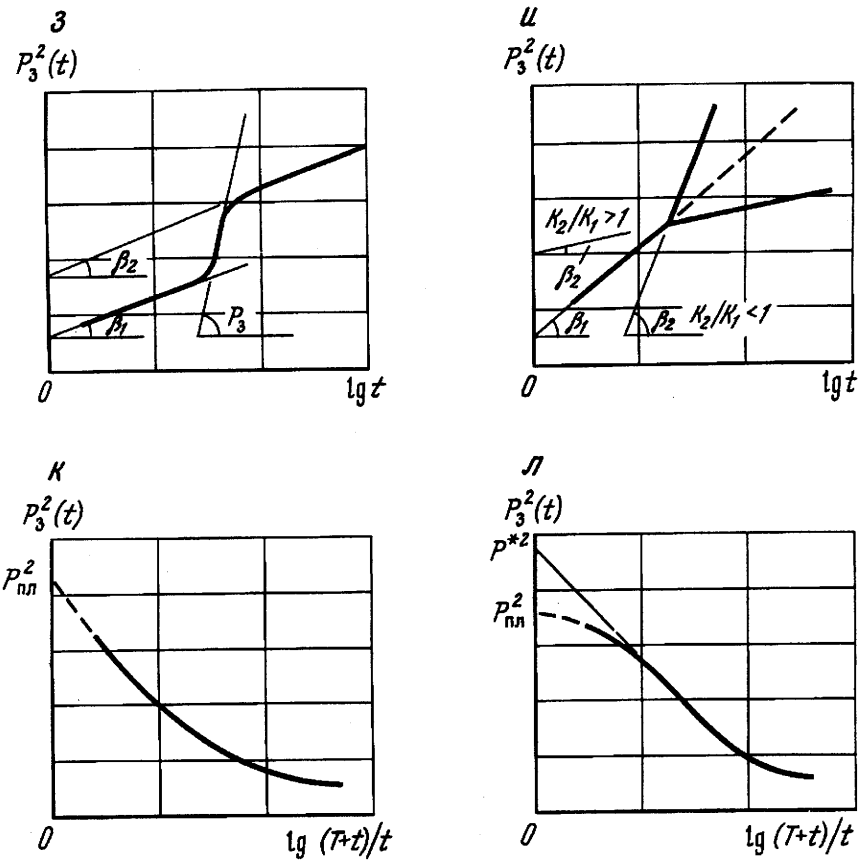


Рис. 117

ния, или после окончания ремонтных работ и продувки ее на больших дебитах для очистки забоя от жидких и твердых примесей и при исследовании с испытателем на трубах, мы не в состоянии исключить технологический фактор. В целом же это устранимый фактор, и по мере возможности нужно стремиться исключить его влияние на форму восстановления давления.

5. Факторы, связанные с изменением параметров газа и пористой среды, могут быть учтены и в стадии решения основного дифференциального уравнения, и при обработке данных исследования по имеющимся формулам.

Различные формы искаженных кривых восстановления давления показаны на рис. 117. В целом эти кривые можно разделить на три категории:

1) кривые, у которых искажены начальные участки;

2) кривые, у которых искажены конечные участки;

3) кривые, у которых искажены и начальные и конечные участки.

К наиболее часто встречаемым факторам, искажающим начальные участки кривых восстановления давления, относятся: продувка скважин перед снятием кривой восстановления давления; приток газа к скважине после ее закрытия; степень загрязнения или очищения призабойной зоны по сравнению с параметрами основного пласта; многопластовость залежи с различными параметрами.

Конечные участки кривых восстановления давления искажаются под влиянием следующих факторов: резкое ухудшение параметров или выклинивание основного пласта; остывание ствола скважины после остановки и сильное снижение температуры газа на месторождениях с высокой пластовой температурой; перераспределение давления в затрубном и трубном пространствах при наличии столба жидкости в стволе

скважины и др. Совокупность влияния всех факторов одновременно приводит к искажению как начального, так и конечного участка. Искажение формы кривых восстановления давления происходит и в процессе разработки месторождения. Очень часто кривые, имеющие неискаженную форму в начале разработки, искажаются со временем. Одной из причин, приводящей к искажению формы кривой восстановления давления, является выпадение, накопление и частичный вынос конденсата в призабойной зоне. Причиной искажения кривой является и увеличение или уменьшение проницаемости призабойной зоны в результате снижения пластового давления в процессе разработки месторождения. Характер изменения проницаемости призабойной зоны в процессе разработки зависит от типа пород, в частности от того, какой коллектор – терригенный или трещиноватый, устойчивый или рыхлый, высокопроницаемый или нет и т.д. Перед обработкой кривых восстановления давления интерпретатор-исследователь должен ознакомиться с характеристикой залежи, хронологией исследования данной скважины и отдать предпочтение той или иной методике, учитывающей ожидаемые изменения параметров, входящих в формулу обработки.

Приток газа к скважине после ее закрытия на устье искажает начальный участок КВД, обработанной в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg t$. При этом КВД имеет вид, показанный на рис. 117, *а*. Аналогичное искажение начального участка КВД вызывает и нарушение линейного закона фильтрации газа в призабойной зоне.

При значительном отклонении параметров призабойной зоны от параметров пласта, что может иметь место в результате загрязнения или очищения призабойной зоны в процессах вскрытия пласта и эксплуатации скважины, а также в результате проведения работ по интенсификации или ремонту скважин, начальный участок КВД может отклоняться вверх или вниз. Если параметры призабойной зоны лучше параметров пласта, то начальный участок КВД отклоняется вверх, а если параметры пласта лучше параметров призабойной зоны, то начальный участок искривляется вниз (рис. 117, *б*). Если искривление начального участка вниз связано с притоком газа после закрытия скважины, то обработкой КВД с учетом притока можно выпрямить это искривление. Если учет притока не выпрямляет этот участок, то это означает, что на начальный участок влияют и другие факторы.

В ряде случаев при закрытии скважины на снятие КВД допускают запаздывания, т.е. отсчет времени на восстановление давления начинают раньше, чем закрывается скважина. Форма КВД с запаздыванием закрытия показана на рис. 117, *в*. Время запаздывания t_0 может быть определено путем построения КВД в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg t$ и проведением прямой от точки со значением $P_{з0}^2$ параллельно оси абсцисс. Точка пересечения КВД с этой прямой будет соответствовать началу закрытия скважины. В этом случае коэффициент α определяется как отрезок, отсекаемый на оси $P_з^2(t)$. При этом ось $P_з^2(t)$ перемещается вправо на величину $\lg t_0$, т.е. новая ордината проводится через точку $\lg t_0$ параллельно ординате, проведенной от начала координат.

Если КВД снята по замерам на устье фонтанных труб или эксплуатационной колонны, по которым работала до остановки скважина, то первые точки КВД могут оказаться ниже, чем начальное забойное давление. Начальный участок таких КВД характеризуется большой крутизной, в особенности при снятии КВД после продувки скважины перед закрытием с большим дебитом. Форма таких КВД показана на рис. 117, *г*.

Если в зоне дренирования скважины имеются низкопроницаемые или непроницаемые пласты ограниченных размеров, то КВД имеет форму, показанную на рис. 117, *ж*. Характерной особенностью таких КВД является наличие двух параллельных участков с одинаковыми уклонами начального и конечного участков КВД.

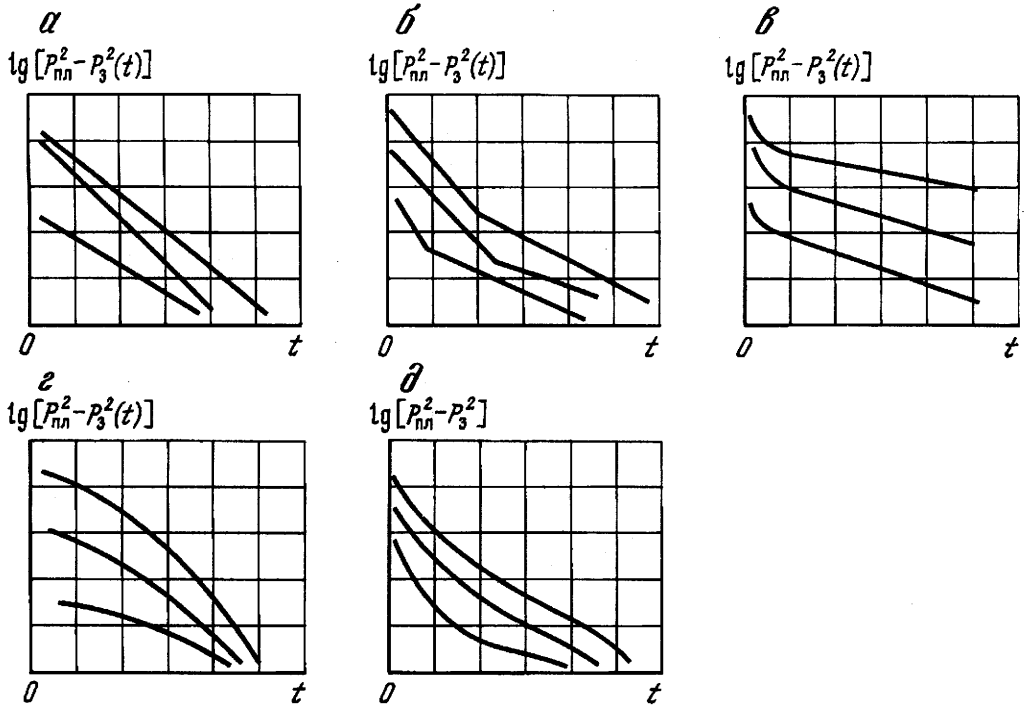


Рис. 118. Различные формы КВД, обработанные в координатах $\lg[P_{пл}^2 - P_з^2(t)]$ от t для оценки трещиноватости и неоднородности газоносного пласта

Пояснения см. в тексте

Между этими участками может находиться еще прямая с уклоном, в 2 раза превышающим уклоны начального и конечного участков. Используя эту КВД, по формуле (35.5) можно определить расстояние до ближайшей точки экрана.

Форма конечных участков КВД зависит от числа и конфигурации экранов, методики обработки КВД, учета неизотермичности процесса восстановления давления при снятии КВД по устьевым замерам и т.д. (рис. 117, д–к). Если пласт состоит из двух частей с разными коллекторскими свойствами и имеет гидродинамическую связь, то на КВД выделяются два прямолинейных участка. При этом если проницаемость второй части k_2 больше проницаемости первой части k_1, то уклон второго участка меньше уклона первого, а если $k_2 < k_1$, то уклон второго участка больше уклона первого. Отклонения уклонов имеют следующую зависимость

$$\beta_2 / \beta_1 = 1 + \frac{k_1 / k_2 - 1}{k_1 / k_2 + 1}. \qquad (49.5)$$

В предельном случае, когда $k_2 = 0$, из формулы следует, что $\beta_2/\beta_1 = 2$.

Конечные участки КВД искажаются и за счет влияния условий на границах пласта. Так, например, при обработке КВД методом Хорнера в случае применимости модели "бесконечного" пласта конечный участок КВД должен лежать на прямой, по которой определяется пластовое давление. Такая обработка показана на рис. 117, л. Если скважина расположена в ограниченном пласте и граница пласта сказывается на результатах исследования, то конечный участок КВД искривляется вниз от прямой, по которой определяются параметры пласта (рис. 117, *е*). Из таких КВД в большинстве случаев неправильно определяют $P_{пл}$, как правило, получают завышенное пластовое давление.

По форме КВД можно оценить тип коллектора: трещиноватый, трещиновато-пористый и т.д. – путем обработки ее в координатах $\lg[P_{пл}^2 - P_з^2(t)]$ от t. Формы КВД, снятых в скважинах, вскрывших трещиноватые и трещиновато-пористые коллекторы, показаны на рис. 118, *а–д*.

Если КВД снята в чисто трещиноватом пласте, то она представляет собой прямую, идущую под некоторым углом к оси времени. Величина угла зависит от фильтрационных свойств пласта. Такие КВД показаны на рис. 118, *а*.

Если трещиноватый пласт неоднороден, то КВД имеет вид ломаной линии, показанной на рис. 118, *б*. Углы наклона этих линий и точка перелома зависят от параметров неоднородных участков и расстояния от участка с одним параметром до участка с другим параметром.

Если трещиноватый пласт имеет ухудшенную характеристику в призабойной зоне, то КВД имеет вогнутый начальный участок с выпуклостью к оси времени, как показано на рис. 118, *в*. Чем позже КВД выходит на прямую, тем больше зона с ухудшенными параметрами.

В трещиновато-пористых пластах КВД, обработанная по формуле для пласта с конечными размерами, имеет форму кривой, с выпуклостью от оси времени t, как это показано на рис. 118, *г*, для трещиновато-пористых пластов с различными фильтрационными свойствами.

В трещиновато-пористых пластах с ухудшенными свойствами в призабойной зоне КВД имеет форму, показанную на рис. 118, *д*. При этом начальный участок КВД имеет выпуклоность к оси времени, а осевая часть – выпуклость от оси времени.

Следует подчеркнуть, что кривые типа показанных на рис. 118, *г* и *д* могут получаться и при обработке КВД, снятых в скважинах, вскрывших пористые пласты без трещин. В этом случае вопрос о типе пласта может быть окончательно решен при анализе кернового материала.

5.4. УЧЕТ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ФОРМУ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

5.4.1. Приток газа к скважине после ее закрытия

Обработка кривых восстановления давления требует знания дебита и забойного давления перед закрытием в момент времени $t = 0$. В дальнейшем закрытие скважины на устье происходит либо мгновенно современными задвижками краникового типа поворотом ручки задвижки на 90°, либо медленным сужением проходного сечения для газа в скважинах, оборудованных задвижками старой конструкции. В обоих случаях, когда скважина на устье уже закрыта, на забое продолжается поступление газа в ее ствол. Чем больше глубина пласта, тем больше продолжается приток газа к забою, так как повышение давления в результате закрытия скважины на устье передается на забой за больший промежуток времени. Учитывая близость конечных результатов, полученных различными методами, целесообразно использовать сравнительно простой дифференциальный метод учета притока газа к скважине.

I. Учет количества газа, поступающего в скважину, в которой нет фонтанных труб (или затрубного пространства, т.е. когда это пространство запакеровано), после ее закрытия.

В процессе восстановления давление и температура газа по стволу скважины меняются. При определении объема поступившего газа допускается, что в стволе скважины к каждому моменту времени коэффициент сверхсжимаемости Z может быть

Таблица 77

Результаты исследования и обработки КВД

t, с	lg$t$	$P_г(t)$, МПа	$P_з(t)$, МПа	$P_з^2(t)-P_{з0}^2$, МПа^2	t, с	lg$t$	$P_г(t)$, МПа	$P_з(t)$, МПа	$P_з^2(t)-P_{з0}^2$, МПа^2
0	–	1,7420	1,780	–	210	2,32	1,8780	1,917	0,506
6	0,78	1,8030	1,831	0,189	240	2,38	1,8800	1,920	0,518
12	1,08	1,8180	1,858	0,283	300	2,48	1,8830	1,922	0,526
18	1,25	1,8280	1,874	0,343	360	2,56	1,8870	1,927	0,545
24	1,38	1,8370	1,879	0,362	420	2,62	1,8890	1,929	0,553
30	1,48	1,8410	1,883	0,377	600	2,78	1,8950	1,934	0,572
36	1,56	1,8438	1,887	0,392	1200	3,08	1,9020	1,943	0,607
42	1,62	1,8500	1,888	0,399	1800	3,25	1,9060	1,947	0,622
48	1,68	1,8520	1,890	0,408	2400	3,38	1,9120	1,952	0,642
54	1,73	1,8536	1,893	0,415	3000	3,48	1,9140	1,953	0,646
60	1,78	1,8556	1,895	0,423	3600	3,56	1,9150	1,955	0,654
90	1,95	1,8620	1,902	0,449	4800	3,68	1,9160	1,957	0,661
120	2,08	1,8680	1,906	0,464	6000	3,78	1,9200	1,959	0,669
150	2,18	1,8710	1,910	0,480	6600	3,82	1,9230	1,962	0,681
180	2,25	1,8740	1,914	0,495	7200	3,86	1,9250	1,964	0,689
					7800	3,89	1,9250	1,964	0,689

заменен его средним значением $Z_{ср}$, соответствующим $P_{ср}(t)$ и $T_{ср}(t)$. Средняя температура газа по стволу скважины в большинстве случаев может быть принята постоянной во времени. Если температура пластового газа очень высокая, как, например, на Шатлыкском, Карачаганакском, Астраханском и других месторождениях, то необходимо учесть и изменение температуры газа в процессе восстановления давления. Для этого при снятии КВД нужно фиксировать и кривую охлаждения газа во времени на уровне нейтрального слоя. Если КВД снята на забое, а не на устье, то необходимость фиксирования кривой остывания газа во времени отпадает.

Объем газа, поступившего в ствол скважины после ее закрытия, определяется приближенно по формуле

$$\upsilon(t)=\frac{\Omega_0 T_{ст}}{P_{ат}}\left[\frac{\overline{P}(t)}{Z_{ср}(t)T_{ср}(t)}-\frac{\overline{P}(t=0)}{Z_{ср}(t=0)T_{ср}(t=0)}\right], \tag{50.5}$$

если Ω_0 – объем ствола скважины. С точностью до 1,5% среднее текущее давление в стволе может быть определено по формуле

$$\overline{P}(t)=\frac{P_з(t)+P_у(t)}{2}, \tag{51.5}$$

где $P_з(t)$, $P_у(t)$ – соответственно забойное и устьевое давления в момент времени t. Средняя температура во времени определяется по формуле

$$T_{ср}(t)=\frac{T_з(t)+T_у(t)}{2}, \tag{52.5}$$

Таблица 78

Результаты обработки КВД с учетом притока газа в скважину после ее остановки

t, с	$P_г(t)$, МПа	$P_з(t)$, МПа	$\overline{P}(t)$, МПа	$\overline{P}(t)-\overline{P}_0$, МПа	$\overline{P}(t_i)-\overline{P}(t_i+1)$, МПа	$t_{i+1}-t_i$, с	$\frac{[\overline{P}(t_i)-\overline{P}(t_{i+1})]}{t_{i+1}-t_i}$	$\upsilon(t)$, м3
0	1,7420	1,7800	1,7610					–
6	1,8030	1,8310	1,8170	0,0560	0,0560	6	0,009333	2,349
12	1,8180	1,8580	1,8430	0,0820	0,0260	6	0,004333	3,440
18	1,8280	1,8740	1,8510	0,0900	0,0080	6	0,001333	3,776
24	1,8370	1,8790	1,8580	0,0970	0,0070	6	0,001170	4,069
30	1,8410	1,8830	1,8620	0,1010	0,0040	6	0,000667	4,237
36	1,8438	1,8870	1,8654	0,1044	0,0034	6	0,000567	4,380
42	1,8500	1,8880	1,8690	0,1074	0,0030	6	0,000500	4,506
48	1,8520	1,8900	1,8710	0,1100	0,0026	6	0,000433	4,615
54	1,8536	1,8930	1,8733	0,1123	0,0023	6	0,000383	4,711
60	1,8556	1,8950	1,8750	0,1143	0,0020	6	0,000333	4,795
120	1,8680	1,9060	1,8870	0,1260	0,0117	60	0,000200	5,286
180	1,8740	1,9140	1,8940	0,1330	0,0070	60	0,000117	5,580
240	1,8800	1,9200	1,9000	0,1390	0,0060	60	0,000100	5,832

Примечание. При расчетах приняты следующие исходные данные: $Q_0 = 79,56$ тыс. м^3 / сут; $P_{пл} = 2,003$ МПа; $D = 168 \cdot 10^{-3}$ м; $L = 227$ м; $h = 6,5$ м; $m = 0,2$; $\overline{\rho} = 0,68$; $\mu = 0,012$ мПа · с; $T_у = 280$ К; $T_з = 286$ К; $Z = 1$; $\Omega_с = 4,25 \cdot 10^{-6}$ м^3.

где $T_з(t)$, $T_у(t)$ – соответственно температуры на забое и на глубине нейтрального слоя в момент времени t.

Если принять $Z_{ср}(t)T_{ср}(t) \approx Z_{ср}(t=0)T_{ср}(t=0)$, то объем газа, поступающего в ствол скважины, будет

$$\upsilon(t) = \frac{\Omega_с T_{ст}}{P_{ат} Z_{ср} T_{ср}} [\overline{P}(t) - \overline{P}(t=0)], \tag{53.5}$$

где $Z_{ср}(t=0)$, $T_{ср}(t=0)$ – соответственно $Z_{ср}$ и $T_{ср}$ перед закрытием скважины.

Дебит скважины $Q(t)$ после ее закрытия в первый момент времени t приближенно может быть определен по формуле

$$Q(t) = \frac{\Omega T_{ст}}{P_{ат} Z_{ср} T_{ср}} \left[\frac{\overline{P}(t_2) - \overline{P}(t_1)}{t_2 - t_1} \right], \tag{54.5}$$

где $\overline{P}(t_1)$, $\overline{P}(t_2)$ – средние по стволу скважины давления, определяемые по формуле (51.5), в момент времени t_1 и t_2. При расчетах $Q(t)$ чем меньше будут интервалы времени $t_{i+1} - t_i$, тем точнее будет определяться дебит скважины во времени после закрытия.

II. Учет количества газа, поступающего в скважину при наличии в ней фонтанных труб. Расчет количества газа, поступающего в скважину с фонтанными трубами, идентичен методике определения его без фонтанных труб. Разница между этими вариантами состоит в необходимости учета объема фонтанных труб, спущенных в скважину.

Если в скважину спущены фонтанные трубы и движение газа происходит по ним, то вследствие разности давлений в трубном и затрубном пространствах объем газа $\upsilon(t)$

$\upsilon(t)/Q_0$, с	$q(t)$, м³/с	$q(t)/Q_0$	$1-q(t)/Q_0$	$P_з^2(t)-P_{з0}^2$, МПа²	$\frac{P_з^2(t)-P_{з0}^2}{1-q(t)/Q_0}$	$t-\upsilon(t)/Q_0$, с	$\frac{t-\upsilon(t)/Q_0}{1-q(t)/Q_0}$	$\lg\frac{t-\upsilon(t)/Q_0}{1-q(t)/Q_0}$
–	–	–	–	–	–	–	–	–
2,550	0,39144	0,42500	0,57500	0,184	0,321	3,450	6,000	0,778
3,735	0,18166	0,19720	0,80280	0,283	0,352	8,265	10,295	1,013
4,100	0,05592	0,06072	0,93928	0,343	0,365	13,900	14,798	1,170
4,418	0,04908	0,05330	0,94670	0,362	0,382	19,582	20,684	1,316
4,600	0,02798	0,03038	0,96962	0,377	0,389	25,400	26,195	1,418
4,756	0,02379	0,02583	0,97417	0,392	0,402	31,244	32,072	1,506
4,892	0,02098	0,02278	0,97722	0,399	0,408	37,108	37,973	1,579
5,011	0,01817	0,01973	0,98027	0,408	0,416	42,989	43,854	1,642
5,115	0,01607	0,01745	0,98255	0,415	0,422	48,885	49,753	1,697
5,206	0,13970	0,01517	0,98483	0,423	0,429	54,794	55,638	1,745
5,739	0,00839	0,00911	0,99089	0,464	0,468	114,261	115,311	2,062
6,059	0,00491	0,00533	0,99467	0,495	0,498	173,941	174,873	2,243
6,332	0,00419	0,00455	0,99545	0,518	0,520	233,668	234,736	2,370

будет определяться формулой

$$\upsilon(t)=\frac{\Omega_з T_{ст}}{P_{ат}}\left[\frac{\overline{P}(t)}{Z_{ср}(t)T_{ср}(t)}-\frac{\overline{P}(t=0)}{Z_{ср}(t=0)T_{ср}(t=0)}\right]_з+$$

$$+\frac{\Omega_т T_{ст}}{P_{ат}}\left[\frac{\overline{P}(t)}{Z_{ср}(t)T_{ср}(t)}-\frac{\overline{P}(t=0)}{Z_{ср}(t=0)T_{ср}(t=0)}\right]_т, \qquad (55.5)$$

где $\Omega_з$, $\Omega_т$ – объемы затрубного и трубного пространств.

Дебит скважины в рассматриваемом случае

$$Q(t)=\frac{\Omega_з T_{ст}}{P_{ат}[Z_{ср}T_{ср}]_з}\left[\frac{\overline{P}(t_2)-\overline{P}(t_1)}{t_2-t_1}\right]_з+\frac{\Omega_т T_{ст}}{P_{ат}[Z_{ср}T_{ср}]_т}\left[\frac{\overline{P}(t_2)-\overline{P}(t_1)}{t_2-t_1}\right]_т. \qquad (56.5)$$

Значения $\upsilon(t)$ и $Q(t)$, полученные выше при наличии и отсутствии в скважине фонтанных труб, используются при обработке КВД с учетом притока газа к скважине после ее закрытия. Методов обработки КВД с учетом притока газа к скважине после

Таблица 79

Обработка КВД с учетом притока газа в скважину после ее остановки интегральным методом

t, с	lg$t$	$\bar{t}=nt$	ln$\bar{t}$	$D(\bar{t})$	$D(\bar{t})\ln\bar{t}$	$t-\upsilon(t)/Q_0$	$2n[t-\upsilon(t)/Q_0]$	$\frac{D(\bar{t})\ln\bar{t}}{2n[t-\upsilon(t)/Q_0]}$
30	1,477	$2{,}1\cdot10^3$	7,63	159,6	1217,7	25,4	3540	0,344
150	2,176	$10{,}5\cdot10^3$	9,25	936,7	8664,5	144	20200	0,429
600	2,778	$42{,}0\cdot10^3$	10,63	4048,7	43037,7	594	83000	0,518
3000	3,477	$210{,}0\cdot10^3$	12,20	20676,5	252253,3	2990	419000	0,602
4800	3,681	$336{,}0\cdot10^3$	12,70	32313,2	410377,6	4790	670000	0,612

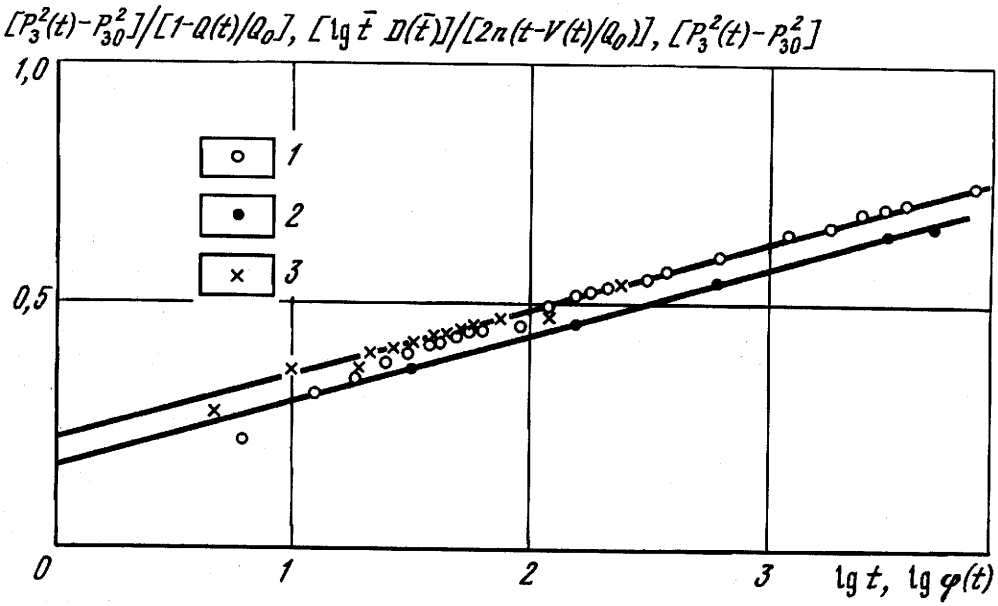


Рис. 119. Обработка КВД различными методами, учитывающими приток газа к скважине после ее закрытия

1 – $[P_з^2(t)-P_{з0}^2]$ от lg *t*; *2* – $[\ln \bar{t} \cdot D(\bar{t})]/[2n(t-V(t)/Q_0)]$ от lg *t*; *3* – $[P_з^2(t)-P_{з0}^2]/[1-Q(t)/Q_0]$ от lg φ(*t*)

ее закрытия несколько. Принимая во внимание, что при практическом пользовании этими методами получаемые результаты весьма близки, целесообразнее рекомендовать наиболее простой метод, каким является дифференциальный.

Согласно этому методу, КВД обрабатывается по формуле

$$\frac{P_з^2(t)-P_{з0}^2}{1-Q(t)/Q_0}=\alpha_0+\beta \lg \varphi(t), \tag{57.5}$$

где

$$\alpha_0=\beta \lg \frac{2{,}25\kappa}{R_{с.пр}^2}+bQ_0^2; \quad \varphi(t)=\frac{t-V(t)/Q_0}{1-Q(t)/Q_0}. \tag{58.5}$$

Значения $V(t)$ и $Q(t)$ определяются по формулам (53.5) и (54.5) или (55.5) и (56.5).

Пример. Определить проводимость пласта kh/μ по формулам, полученным для "бесконечного" пласта, с учетом и без учета притока газа после закрытия скважины при исходных данных: Q_0 = 79,56 тыс. м^3/сут.; $P_{пл}$ = 2,03 МПа; диаметр эксплуатационной колонны D = 0,168 м; глубина скважины L = 227 м; толщина пласта h = 6,5 м; m = 0,2; $\mu_{пл}$ = 0,012 мПа · с; $T_у$ = 280 К; $T_з$ = 286 К; коэффициенты фильтрационного сопротивления $a = 0{,}985 \cdot 10^{-2}$, $b = 1{,}6 \cdot 10^{-5}$; $\Omega_с = 4{,}25 \cdot 10^{-12}$. Изменения давления во времени после закрытия скважины приведены в табл. 77–79.

Обработка КВД без учета притока в координатах $P_з^2(t)-P_{з0}^2$ от lg*t*, с учетом притока в координатах $[P_з^2(t)-P_{з0}^2]/[1-Q(t)/Q_0]$ от lgφ(*t*), а также интегральным методом (этот метод более трудоемкий и поэтому в данном руководстве не рекомендован) в координатах $\lg \bar{t} D(\bar{t})/2n[t-\upsilon(t)/Q_0]$ от lg*t* приведена в табл. 77–79 и показана на рис. 119. Из рис. 119 видно, что независимо от метода обработки тангенсы угла наклона прямых, полученных различными методами, оказались одинаковыми. Из графика определено, что α_0 = 0,2257; β = 0,1308. Проводимость пласта $kh/\mu = 4{,}3 \cdot 79{,}56 \cdot 0{,}1013/0{,}1308 = 265$ мкм^2 · м / мПа·с.

5.4.2. Учет неизотермичности процесса восстановления давления

Учет изменения температуры газа в процессе восстановления давления производится в том случае, если забойное давление не определяется замером на забое с помощью глубинных манометров, а рассчитывается по замеренным устьевым давлениям. Обычно при расчете забойного давления по устьевым в качестве $T_{ср}$ в формулу (35.5) подставляется среднелогарифмическое значение по фактическим $T_у$ и $T_з$ в каждый момент времени. Если средние температуры газа в начальный период восстановления и к концу процесса различаются незначительно, то эти изменения практически не влияют на форму КВД. Если температура газа в пласте высокая, то устьевая температура в процессе эксплуатации также будет высокой. При закрытии таких скважин в процессе восстановления давления температура газа в стволе постоянно снижается, приобретая в конечном итоге температуру земной коры. При этом интенсивность восстановления давления на устье скважины зависит от интенсивности повышения давления, в свою очередь зависящей от проницаемости пласта и от интенсивности остывания газа в стволе скважины после ее закрытия.

Если пласт высокопроницаемый (десятые доли мкм^2) и температура газа в пласте высокая (более 50°С), то по истечении нескольких часов происходит уменьшение давления на устье скважины. Поэтому конечный участок КВД искривляется вниз к оси lg$t$. Если пласт низкопроницаемый, то интенсивность снижения температуры и повышения давления выравнивается, и поэтому конечный участок КВД принимает стандартный вид. Искажение конечного участка КВД под влиянием снижения температуры газа может быть учтено при наличии данных об изменении температуры газа во времени после остановки скважины. Изменение температуры во времени после остановки скважины может быть определено двумя способами: путем непосредственного измерения на уровне нейтрального слоя или аналитическим путем по формуле

$$T_{нс}(t) = T_{нс} + [T_г(t=0) - T_{нс}]\exp[-5,78at / R_к^2], \qquad (59.5)$$

где $T_{нс}$ – температура нейтрального слоя; $T_г(t = 0)$ – температура газа на глубине нейтрального слоя перед остановкой скважины; a – температуропроводность пласта на уровне нейтрального слоя, м^2/с; $R_к$ – радиус теплового влияния скважины, м. Значение a для различных пород приведено в табл. 35, 36 или может быть определено при известных $T_{нс}(t)$, если использовать глубинный термометр. При этом необходимо, чтобы $T_{нс}(t)$ было измерено для достаточно больших t, что обеспечит приемлемую точность определения $a/R_к^2$. Ориентировочно величина t оценивается неравенством $t \geqslant 0,2a/R_к^2$. Большой практический интерес представляет знание продолжительности периода стабилизации температуры $t_{ст}$, после которой температура газа в стволе скважины остается постоянной и не влияет на форму КВД. Для определения $t_{ст}$ необходимо знать $a/R_к^2$ и некоторую величину ΔT, связанную точностью измерительных приборов, т.е. стабилизированным считается процесс, когда изменение температуры за время t становится меньше класса точности измерительного прибора. Величина $t_{ст}$ определяется по формуле

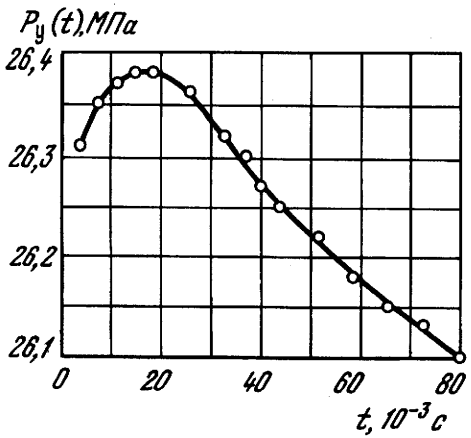
$$t_{ст} = -0,173\left[\ln\frac{\Delta T}{T_г(t=0) - T_{нс}}\right]\frac{R_к^2}{a}. \qquad (60.5)$$

Таким образом, при определении забойного давления во времени по устьевым замерам давления в скважинах с высокой температурой газа на устье и быстрым восстановлением давления необходимо учесть остывание газа в стволе после остановки скважины.

Таблица 80

Обработка КВД с учетом и без учета стабилизации температуры после остановки скважины

t, с	$P_г(t)$, МПа	$T_у$, К	$T_{ср}$, К	lg$t$	Без учета стабилизации температуры		С учетом стабилизации температуры			
					$P_з(t)$, МПа	$P_з^2(t)$, МПа^2	$Z_{ср}$	e^s	$P_з(t)$, МПа	$P_з^2(t)$, МПа^2
0	21,47	378	394,5	–	26,527	703,68	0,955	1,2021	25,809	666,11
3600	26,31	372	391,5	3,556	32,323	1044,76	0,995	1,1990	31,545	995,13
7200	26,35	366	388,5	3,857	32,372	1047,93	0,992	1,1978	31,562	996,16
10800	26,37	362,5	386,8	4,033	32,391	1049,20	0,989	1,1988	31,612	999,34
14400	26,38	360	385,5	4,158	32,400	1049,83	0,988	1,1997	31,648	1001,60
18000	26,38	355	383,0	4,255	32,400	1049,83	0,986	1,2018	31,703	1005,11
25000	26,36	348	379,5	4,401	32,508	1050,02	0,983	1,2046	31,753	1008,27
32400	26,32	341,5	376,2	4,510	32,332	1045,39	0,978	1,2079	31,792	1010,73
36000	26,30	338	374,5	4,556	32,313	1044,12	0,974	1,2091	31,799	1011,20
39600	26,27	334	372,5	4,598	32,293	1042,86	0,972	1,2108	31,808	1011,73
43200	26,25	332	371,5	4,636	32,264	1040,96	0,970	1,2120	21,815	1012,19
50400	26,22	328	369,5	4,702	32,225	1038,43	0,968	1,2137	31,823	1012,72
57600	26,18	323,5	367,2	4,760	32,166	1034,64	0,966	1,2157	31,827	1012,96
64800	26,15	320	365,5	4,812	32,136	1032,74	0,964	1,2173	31,832	1013,30
72000	26,13	318	364,5	4,857	32,107	1030,86	0,963	1,2185	31,839	1013,75
79200	26,10	315	363,0	4,899	32,077	1028,97	0,962	1,2198	31,837	1013,58
82800	26,09	314	362,5	4,918	32,058	1027,71	0,961	1,2203	31,837	1013,58



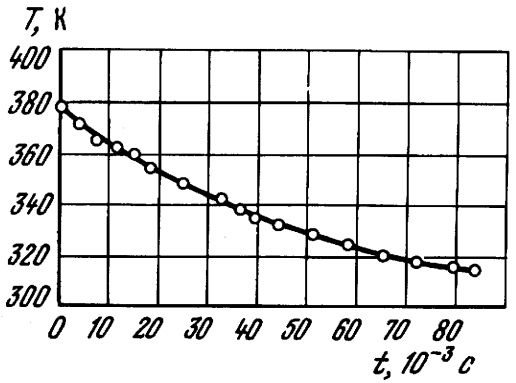
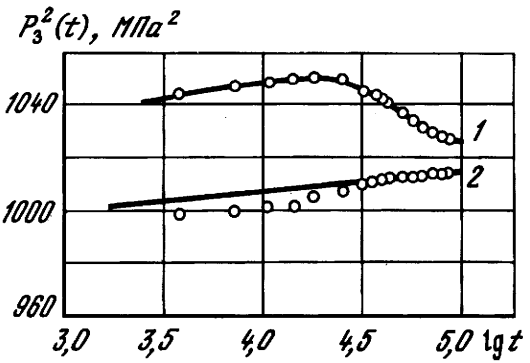


Рис. 120. Изменение давления на устье скважины в процессе снятия КВД

Рис. 121. Стабилизация температуры газа в скважине на глубине нейтрального слоя после ее остановки

Рис. 122. Обработка КВД без учета стабилизации температуры газа после закрытия скважины (*1*) и с учетом стабилизации температуры (*2*)



Пример. Обработать КВД скважины Шатлыкского месторождения с исходными данными, приведенными в табл. 80, 81, и при Q_0 = 857 тыс. м^3/сут, $T_{нс}$ = 298 К, $T_г(t=0)$ = 378 К, глубине скважине L = 3430 м, $\bar{\rho}$ = 0,592, $T_{пл}$ = 411 К. Результаты обработки приведены в табл. 80, 81 и показаны на рис. 122. На рис. 120 показано изменение давления на устье скважины в процессе восстановления давления, а на рис. 121 – изменение температуры на глубине нейтрального слоя после закрытия скважины. Характер изменения КВД в координатах $P_з^2(t)$ от lg$t$ без учета (кривая *1*) и с учетом изменения температуры (кривая *2*) показан на рис. 122. Для учета влияния температуры газа на КВД необходимо на одном рисунке в координатах $P_у(t)$ и $T_{нс}(t)$ от t построить зависимость $P_у(t)$ и $T_{нс}(t)$ от времени t. Затем при расчете $P_з(t)$ во времени для каждого момента t определить свою среднюю температуру как $[T_{нс}(t)+T_з(t)]/2$. Так как $T_{нс}(t)$ от t меняется от 378 до 298 К, эти изменения будут существенно влиять на величину $P_з(t)$, определенную по барометрической формуле. Из кривой *2* на рис. 122 определена величина β = 5,028. По известному β вычислена проводимость kh/μ = 4,3 · 857 · 0,1013 · 411 · 1,1/5,028 · 293 = 114,56 мкм^2·м/мПа·с, и продолжительность процесса стабилизации $t_{ст}$ от ΔT = 1 град и $a/R_к^2 = 3{,}39\cdot10^{-6}$ будет $t_{ст}$ = = –0,173ln1/(378 – 298)/3,39 · 10^{-6} = 223624 с.

Таблица 81

Результаты обработки кривой стабилизации температуры

t, с	T, К	$(T-T_{нс})/(T_{c0}-T_{нс})$	$\ln(T-T_{нс})/(T_{c0}-T_{нс})$	$a/R_к^2$, с
0	378	1,0000	–	–
1800	375	0,9620	–0,0388	0,0134
7200	366	0,8500	–0,1625	0,0140
18000	355	0,7120	–0,3397	0,0117
36000	338	0,4930	–0,7080	0,0122
72000	318	0,2430	–1,4150	0,0122
108000	308	0,1200	–2,1230	0,0122
144000	303	0,0590	–2,8300	0,0122
180000	300	0,0290	–3,5380	0,0122
216000	290	0,0143	–4,2460	0,0122

5.4.3. Учет наличия столба жидкости на забое скважины

Наличие столба жидкости на забое создает некоторое давление δ, которое влияет на характер изменения давления в процессе восстановления. Если в стволе скважины перед остановкой имеется столб жидкости, не уходящей в пласт, или он образовался в связи с остановкой скважины, то забойное давление будет иметь вид

$$P_з(t) = P'_з(t) + \delta. \tag{61.5}$$

Если столб образовался после остановки, то перед закрытием забойное давление будет определяться формулой

$$P_{з0} = P'_{з0} - \delta. \tag{62.5}$$

Тогда для "бесконечного" пласта связь между давлением и временем будет иметь вид

$$[P'_з(t) + \delta]^2 - [P'_{з0} - \delta]^2 = \alpha + \beta \lg t \tag{63.5}$$

или

$$P'^2_з(t) - P'^2_{з0} = \alpha + \beta \lg t - 2[P'_з(t) - P'_{з0}]. \tag{64.5}$$

Обработка КВД по этой формуле приводит к искажению ее формы. Причем наиболее существенное искажение будет на начальном участке кривой, хотя с увеличением t слагаемое $2[P'_з(t) - P'_{з0}]$ будет расти и существенно влиять на конечный участок.

Если в процессе восстановления давления столб жидкости уходит в пласт, то формула для обработки будет иметь вид

$$P'^2_з(t) - P'^2_{з0} = \alpha + \beta \lg t - 2\delta_0[P'_з(t) f(1 - t/T) - P'_{з0}] - \delta_0^2[f^2(1 - t/T) - 1], \tag{65.5}$$

где $\delta_0 f(1 - t/T)$ – характер изменения высоты столба жидкости во времени в процессе восстановления давления (этот характер неизвестен и для каждой скважины может быть установлен путем глубинных измерений); T – продолжительность времени, необходимая для полного восстановления давления до $P_{пл}$; δ_0 – давление, создаваемое столбом жидкости при $t = 0$.

В приведенных выше формулах $P'_з(t)$, $P'_{з0}$ – давления, определенные без учета наличия жидкости в стволе скважин. Ввод дополнительных поправок к формуле для обработки КВД в координатах $P^2_з(t) - P^2_{з0}$ от $\lg t$ в виде $2[P'_з(t) - P'_{з0}]$ и $2\delta_0[P'_з(t) f(1 - t/T) - P'_{з0}] - \delta_0^2[f^2(1 - \frac{t}{T}) - 1]$ позволяет правильно интерпретировать результаты исследования при нестационарных режимах.

5.4.4. Учет влияния граничных условий, принятых при решении уравнения нестационарной фильтрации

При исследовании скважин, вскрывших слабопроницаемые пласты, часто используются ускоренные методы с неполной стабилизацией давления на режимах и восстановлением давления между ними. КВД, снятые после таких исследований или после непродолжительной работы скважины, когда не достигнута стабилизация давления и дебита перед закрытием, должны быть обработаны методами, учитывающими нестационарность распределения давления в пласте.

При работе скважины на режиме, предшествующем снятию КВД, в течение времени T, сравнимого с временем t, необходимым для восстановления давления, используется формула (44.5), которая пригодна для обработки КВД, снятой после работы скважины на большом числе кратковременных нестабилизировавшихся режимов,

$$P_{пл}^2 - P_з^2(t) = \beta \lg(T^* + t)/t, \tag{66.5}$$

где T^* – продолжительность работы скважины на нестабилизировавшихся режимах, определяемая формулой

$$T^* = Q_{доб} / Q_{n-1}, \tag{67.5}$$

$Q_{доб}$ – объем газа, добытого за время работы скважины до остановки, тыс.м^3/сут; Q_{n-1} – дебит скважины на режиме, предшествующем остановке, тыс.м^3/сут.

При обработке КВД строятся в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg(T^* + t)/t$. По конечному участку КВД вычисляют наклон кривой β, и по нему определяют проводимость, коэффициент проницаемости и т.д.

Пример. Определить β по КВД, снятой в скважине, работавшей до остановки на трех кратковременных режимах по 32400 с с дебитами $Q_1 = 96$ тыс.м^3/сут, $Q_2 = 103{,}7$ тыс.м^3/сут, и $Q_3 = 120$ тыс.м^3/сут. Результаты замеров давления во времени после остановки скважины и их обработка приведены в табл. 82 и показаны на рис. 123. Из графика, показанного на этом рисунке, определен $\beta = 15{,}08$. Для построения зависимости $P_з^2(t)$ от $\lg(T^* + t)/t$ вычислялись значения $Q_{доб}$ и T^*:

$$Q_{доб} = Q_1 t_1 + Q_2 t_2 + Q_3 t_3 = \frac{96\,000}{86\,400} \cdot 32\,400 + \frac{103\,700}{86\,400} \cdot 32\,400 + \frac{120\,000}{86\,400} \cdot 32\,400 =$$

$$= 36\,000 + 38\,850 + 45\,000 = 11{,}99 \cdot 10^4 \text{м}^3;$$

$$T^* = 11{,}99 \cdot 10^4 / 1{,}388 = 86\,400.$$

По найденному T^* вычислены $\lg(T^* + t)/t$, а затем построена зависимость $P_з^2(t)$ от $\lg(T^* + t)/t$, по которой определена β.

В данном примере учитывались только кратковременные работы скважины. Для учета нескольких кратковременных режимов работ и остановок скважины необходимо использовать формулу

$$P_з^2(t) = P_{пл}^2 - \beta \sum_{i=1}^{n-1} \frac{Q_i}{Q_{n-1}} \lg \frac{\sum_{1}^{n-1} t_i - \sum_{1}^{i-1} t_i + t}{\sum_{1}^{n-1} t_i - \sum_{1}^{i} t_i + t} = P_{пл}^2 - \varphi\beta, \tag{68.5}$$

где Q_i, t_i – дебит скважины и продолжительность i-го режима, $i = 1, 2, 3, ..., n$; n – общее число режимов работы и остановок, включая и снятие КВД; Q_{n-1} – дебит на режиме, предшествующем снятию КВД, тыс.м^3/сут; t – текущее время восстановления давления, с.

Таблица 82

Обработка КВД по формуле (68.5)

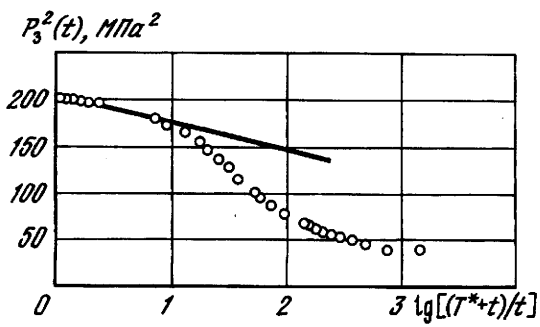
t, с	$P_з(t)$, МПа	$P_з^2(t)$, МПа^2	$(T^*+t)/t$	$\lg(T^*+t)/t$	t, с	$P_з(t)$, МПа	$P_з^2(t)$, МПа^2	$(T^*+t)/t$	$\lg(T^*+t)/t$
0	5,913	–	–	–	2400	10,817	117,002	37,0	1,568
60	6,374	40,632	1441	3,158	3000	11,366	129,184	29,8	1,474
120	6,600	43,558	721	2,856	3600	11,719	137,334	25,0	1,398
180	6,816	46,453	481	2,682	4500	12,121	146,919	20,2	1,305
240	7,021	49,302	361	2,557	5400	12,425	154,381	17,0	1,230
300	7,247	52,521	289	2,461	7200	12,768	163,028	13,0	1,114
360	7,404	54,819	241	2,382	10800	13,092	171,397	9,0	0,954
420	7,610	57,911	206,7	2,315	14400	13,327	177,615	7,0	0,845
480	7,777	60,477	181,0	2,258	65700	14,004	196,109	2,315	0,364
540	7,914	62,631	161,0	2,207	105300	14,102	198,865	1,820	0,260
600	8,061	64,981	145,0	2,161	148500	14,121	199,419	1,582	0,199
900	8,747	76,519	97,0	1,987	249300	14,141	199,973	1,346	0,129
1200	9,297	86,429	73,0	1,863	321300	14,190	201,362	1,269	0,103
1500	9,767	95,402	58,6	1,768	407700	14,190	201,362	1,212	0,083
1800	10,160	103,219	49,0	1,690	–	–	–	–	–

Примечание. $T^* = Q_{доб}/Q_{n-1}$, $T^* = 86400$ с, где $Q_{доб}$ – объем газа, добытого за время работы скважины до остановки, Q_{n-1} – дебит на режиме, предшествующем остановке.

Таблица 83

Обработка КВД по формуле (68.5)

t, с	$P_з^2(t)$, МПа^2	$\frac{86280+t}{73680+t}$	$\lg\frac{86280+t}{73680+t}$	$0{,}903\times\lg\frac{86280+t}{73680+t}$	$\frac{72780+t}{t}$	$\lg\frac{72780+t}{t}$	φ
0	34,96	1,1710	0,06860	0,06194	–	–	–
60	40,63	1,1708	0,06850	0,06185	1214	3,0842	3,146
120	43,55	1,1707	0,06845	0,06181	607,5	2,7836	2,845
180	46,45	1,1705	0,06840	0,06176	405,3	2,6078	2,669
240	49,30	1,1704	0,06835	0,06172	304,25	2,4832	2,545
300	52,52	1,1703	0,06830	0,06167	243,60	2,3867	2,448
360	54,82	1,1701	0,06825	0,06163	203,17	2,3078	2,369
420	57,91	1,1700	0,06820	0,06158	174,28	2,2412	2,303
480	60,47	1,1699	0,06815	0,06154	152,62	2,1836	2,245
540	62,62	1,1697	0,06810	0,06149	135,78	2,1328	2,194
600	64,98	1,1696	0,06804	0,06144	122,30	2,0874	2,149
900	76,51	1,1689	0,06780	0,06122	81,87	1,9131	1,974
1200	86,43	1,1682	0,06754	0,06099	61,65	1,7900	1,851
1500	95,40	1,1676	0,06729	0,06076	49,52	1,6948	1,755
1800	103,22	1,1669	0,06704	0,06054	41,43	1,6173	1,678
2400	117,00	1,1656	0,06655	0,06009	31,32	1,4959	1,556
3000	129,18	1,1643	0,06607	0,05966	25,26	1,4024	1,462
3600	137,33	1,1630	0,06559	0,05923	21,22	1,3267	1,386
4500	146,92	1,1611	0,06489	0,05859	17,17	1,2348	1,293
5400	160,15	1,1593	0,06400	0,05779	14,48	1,1607	1,218
7200	163,03	1,1557	0,06290	0,05680	11,11	1,0456	1,102
10800	171,39	1,1991	0,06030	0,05445	7,74	0,8887	0,943
14400	177,61	1,1430	0,05800	0,05237	6,05	0,7820	0,834
65700	196,11	1,0904	0,03740	0,03377	2,11	0,3238	0,358
105300	198,86	1,0703	0,02940	0,02655	1,691	0,2282	0,255
148500	199,42	1,0567	0,02410	0,02176	1,49	0,1732	0,195
249300	199,97	1,0390	0,01650	0,01490	1,292	0,1112	0,126
321300	201,36	1,0319	0,01370	0,01237	1,226	0,0887	0,101
407700	201,36	1,0261	0,01110	0,01002	1,178	0,0713	0,081



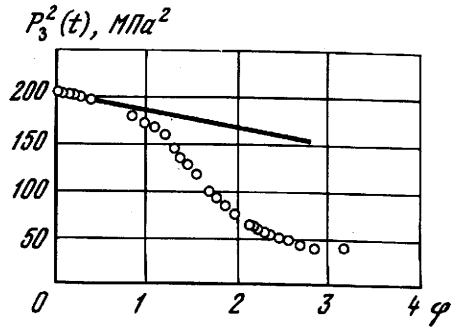


Рис. 123. Обработка КВД в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg[(T^*+t)/t]$

Рис. 124. Обработка КВД в координатах $P_з^2(t)$ от φ с учетом нескольких кратковременных режимов работы и остановки скважины перед снятием КВД

Пример. Определить коэффициент β по КВД, снятой в скважине, работавшей в течение $t_1 = 12600$ с с дебитом $Q_1 = 96000 м^3/сут$, затем закрытой на время $t_2 = 900$ с, при котором $Q_2 = 0$. Через $t_2 = 900$ с скважина переведена на режим работы с дебитом $Q_3 = 106300 м^3/сут$ в течение $t_3 = 72700$ с. После этого скважину закрыли для снятия КВД. Результаты замеров $P_3(t)$ приведены в табл. 83.

По этим исходным данным вычислено значение φ:

$$\varphi = \frac{Q_1}{Q_3}\lg\frac{t_1+t_2+t_3+t}{t_2+t_3+t} + \lg\frac{t_3+t}{t} = \frac{96}{106,3}\cdot\lg\frac{12600+900+72780+t}{900+72780+t} + \lg\frac{72780+t}{t} =$$

$$= 0,904\cdot\lg\frac{86280+t}{73680+t} + \lg\frac{72780+t}{t}.$$

Для различных значений t были вычислены величины φ и $P_3^2(t)$ и построена зависимость $P_3^2(t)$ от φ (показанная на рис. 124). По полученной зависимости β = 16,11.

5.4.5. Влияние неоднородности пластов на форму КВД

5.4.5.1. Неоднородность по площади

Одним из основных факторов, влияющих на форму КВД, является неоднородность по площади. Под площадной неоднородностью понимают зоны с ухудшенной проницаемостью, тектонические и литологические изменения, выпадение конденсата в пласте, близость нефтяной оторочки и газоводяного контакта и др..

В тех случаях, когда фильтрационные параметры зоны дренируемой скважины изменяются непрерывно, КВД, обработанные в координатах, полученных для различных моделей задач и методов решения, имеют, как правило, стандартный вид и поддаются обработке. При этом чаще всего достоверно интерпретируются параметры призабойной зоны. Этим объясняется и то, что в неоднородных пластах по соседним скважинам получают различные параметры. В газоконденсатных скважинах в процессе исследования и эксплуатации в небольшой по размерам призабойной зоне выпадает конденсат, вызывая при этом снижение проводимости этой зоны. В ряде случаев на КВД, снятых в газоконденсатных скважинах, выпадение конденсата в призабойной зоне является причиной образования двух прямолинейных участков. Первый из этих участков более крутой, соответствует параметрам зоны двухфазной фильтрации, а второй – параметрам более удаленной части пласта, по которой движется только газообразная смесь.

5.4.5.2. Обработка КВД, снятой в скважине, расположенной в "полубесконечных" и клиновидных пластах

В пластах с резко выраженной неоднородностью (экранами) в зависимости от конфигурации и числа экранов и их размеров может быть несколько прямолинейных участков. Если исследуемый пласт имеет один экран бесконечной протяженности, то на КВД отмечаются два прямолинейных участка. Такой же характер имеет КВД при асимметричном положении скважины относительно экранов, т.е. когда расстояние от скважины до ближайшего экрана на порядок меньше, чем до других экранов. Для определения расстояния до экрана используется точка пересечения прямолинейных участков, т.е.

$$l = \sqrt{0,5625\kappa_1 t_1}, \qquad (69.5)$$

где t_1 – время, соответствующее точке пересечения прямолинейных участков, с; κ_1 – пьезопроводность первого участка, $м^2/с$.

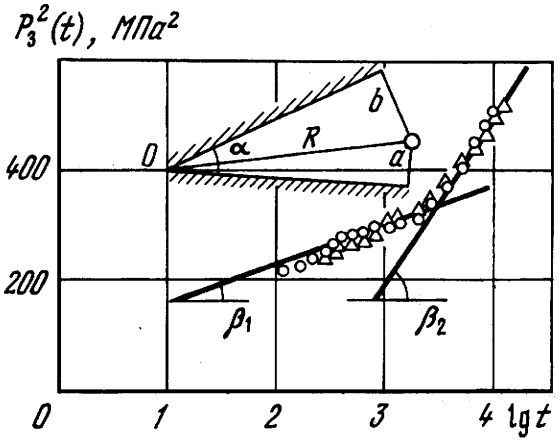


Рис. 125. Зависимость $P_3^2(t)$ от lg t, полученная в скважине, дренирующей клиновидный пласт

Пояснения см. в тексте

Если на КВД нет четко выраженного второго участка, но заметна тенденция к искривлению первого участка, то расстояние до предполагаемого экрана определяется формулой

$$l \approx \sqrt{3{,}1415\kappa_1 t_1'}, \qquad (70.5)$$

где t_1' – время, соответствующее началу искривления первого участка, с.

Если учесть продолжительность работы скважины перед закрытием T, то расстояние до экрана определяется по формуле

$$l = \sqrt{0{,}5625\kappa_1 t_1 T / (T + t_1)}. \qquad (71.5)$$

Если отношение угловых коэффициентов выделенных прямых на КВД β_1 и β_2 больше двух, т.е. $\beta_2 / \beta_1 > 2$, то полученный результат следует рассмотреть как КВД, снятой в пласте с двумя и более прямолинейными границами. Например, с двумя экранами, имеющими общую точку "0", как показано на рис. 125. Угол раствора в точке пересечения экранов равен

$$\alpha = 360\beta_1 / \beta_2. \qquad (72.5)$$

Если при аппроксимации конечного участка недовосстановленных КВД не удается выделить четкий прямолинейный участок, то, согласно [30], формула (72.5) позволит получить угол раствора.

В целом КВД, снятые в пластах с непроницаемыми экранами, могут иметь сложную форму. При небольшом расстоянии до экрана с высокой пьезопроводностью к или при продолжительном притоке газа к скважине после закрытия может отсутствовать и начальный прямолинейный участок. Конечный участок может отсутствовать при малой к и больших расстояниях до экрана.

Для увеличения размера первого участка необходимо продлить время работы скважины до остановки на постоянном режиме, а размеры конечного участка можно увеличить путем увеличения продолжительности процесса восстановления. Наличие экрана в окрестности скважины может быть правильно спрогнозировано при условиях

$$T \geqslant 2a^2 / \kappa; \quad t \geqslant 5a^2 / \kappa,$$

где T и t – продолжительности работы скважины на постоянном режиме перед закрытием и в процессе снятия КВД соответственно, с; a – расстояние до ближайшей границы пласта.

Согласно [30], достоверность интерпретации КВД может быть подтверждена путем сравнения фактических КВД с модельной, полученной теоретически. Программа на языке "*PL*-1" для интерпретации КВД в пласте с тектоническими и литологическими неоднородностями хранится в банке программ во ВНИПИморнефтегазе и под названием "Интерпретатор-М" зарегистрирована в ОФАП РАО Газпром.

Функционирование программы, разработанной Л.Г. Кульпиным, основано на решении прямой задачи и восстановлении давления на забое скважины, дренирующей

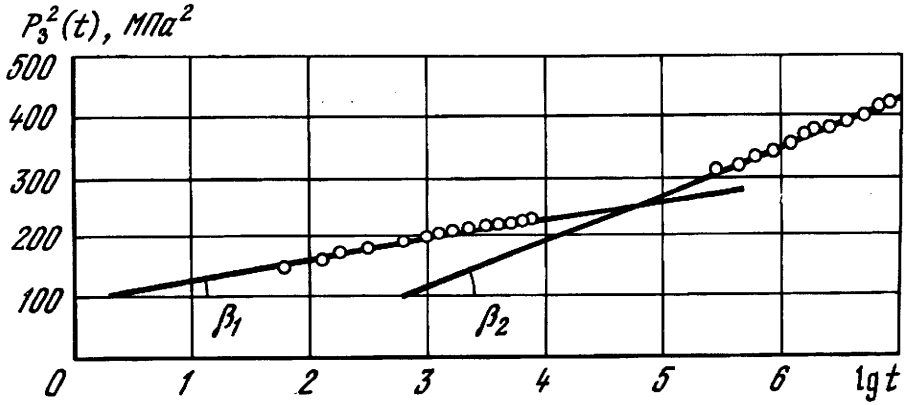


Рис. 126. Обработка КВД в неоднородных по площади пластах

клинообразный пласт. Непараллельность границ в клинообразном пласте приводит к конечному ряду зеркальных отражений. Давление на забое такой скважины в момент времени t определяется суммированием действий всех отражений относительно границ пласта и самой скважины и выражается формулой

$$P_з^2(t) = P_{з0}^2 + \beta\left[\lg\frac{2{,}25\kappa t}{R_{с.пр}^2} - 0{,}4348\sum Ei(-R_n^2 / 4\kappa t)\right], \qquad (73.5)$$

где значение Ei может быть определено формулой типа (2.5); $N = 360/\alpha$; α – угол клиновидного пласта; R_n – расстояние от исследуемой скважины до ее n-го отражения относительно границ пласта, м. Величину R_n определяют по формуле

$$R_n = 2R\sin\Phi_п, \qquad (74.5)$$

$\Phi_п$ – половинка величины угла, противолежащего в хорде R_n, определяемая по формуле

$$\Phi_п = \frac{\alpha_1}{2}[1+(-1)^n] + \frac{\alpha}{4}[2n - 3(-1)^n], \qquad (75.5)$$

где $\alpha_1 = \arcsin a/R$; $R_2 = 2a$; $R_n = 2b$; b – расстояние до второй границы пласта (см. рис. 125).

Если скважина до снятия КВД работала в ограниченном пласте в течение времени T на определенном режиме, то процесс восстановления давления записывается формулой

$$P_з^2(t) = P_{пл}^2 - \beta\left[\lg\frac{T+t}{t} - 0{,}4348\sum_{n=2}^{N}[Ei(-R_n^2/4\kappa(T+t)) - Ei(-R_n^2/4\kappa t)]\right]. \qquad (76.5)$$

При снятии и обработке КВД требуется более тщательное выполнение технологий, присущих исследованию скважин при нестационарных режимах фильтрации, так как на начальные и конечные участки КВД, кроме площадной неоднородности, влияет множество других факторов. В некоторых случаях после кратковременной эксплуатации скважин до остановки при небольшом расстоянии до экрана и высокой пьезопроводности пласта начальный участок на КВД может отсутствовать, что приводит к неверному определению параметров пласта. Конечный, второй участок может

Таблица 84

Обработка КВД, снятой в скважине, которая вскрыла неоднородный по площади пласт

t, с	lg t	$P_з(t)$, МПа	$P_з^2(t)$, МПа^2	t, с	lg t	$P_з(t)$, МПа	$P_з^2(t)$, МПа^2
0	–	11,768	138,485	7500	3,857	15,151	229,561
60	1,778	12,248	150,026	259200	5,414	17,544	307,795
120	2,079	12,768	163,028	432000	5,636	17,995	323,827
180	2,225	13,072	170,884	604800	5,781	18,211	331,639
300	2,477	13,386	179,187	864000	5,937	18,505	342,440
600	2,778	13,808	190,654	1137600	6,055	18,809	353,784
900	2,954	14,092	198,589	1483200	6,171	19,103	364,938
1200	3,079	14,219	202,198	1828800	6,264	19,182	367,942
1500	3,176	14,337	205,559	2606400	6,416	19,407	376,646
2100	3,322	14,514	210,652	3556800	6,551	19,692	387,765
3000	3,477	14,700	216,095	4766400	6,678	19,996	399,830
3600	3,566	14,788	218,698	6396000	6,806	20,241	409,695
4800	3,681	14,945	223,363	7516800	6,876	20,319	412,877
6000	3,778	15,043	226,304				

Таблица 85

Обработка КВД в скважине, дренирующей клиновидный пласт

t, с	$P_з(t)$, МПа	$P_з^2(t)$, МПа^2	lg t	t, с	$P_з(t)$, МПа	$P_з^2(t)$, МПа^2	lg t
0	13,36	178,50	–	1080	17,31	299,60	3,033
120	14,65	214,60	2,079	1380	17,49	305,90	3,140
180	15,08	227,40	2,255	1980	17,65	311,50	3,297
240	15,63	244,30	2,380	2580	18,51	342,60	3,412
300	15,93	253,80	2,477	3780	19,45	378,30	3,577
360	16,37	267,90	2,556	4980	20,29	411,70	3,697
420	16,51	272,60	2,623	6780	31,39	454,50	3,831
480	16,71	281,90	2,681	8580	21,84	476,90	3,933
540	16,85	283,92	2,732	10380	22,50	506,20	4,016
600	16,96	287,60	2,778	12780	22,70	515,30	4,107
780	17,14	293,80	2,892				

отсутствовать при малой пьезопроводности и больших расстояниях до экрана, а также под влиянием ряда других факторов. В этом случае получение информации о параметрах пласта затруднено. Одним из возможных способов увеличения размеров первоначального участка является продление продолжительности работы скважины до остановки на неизменном режиме, а для увеличения размеров конечного участка необходимо увеличить процесс снятия КВД.

Пример. Определить проводимость, пьезопроводность и расстояние до экрана по КВД, снятой в скважине, вскрывшей неоднородный по площади пласт, при исходных данных: $P_{пл} = 21{,}41$ МПа, $T_{пл} = 303$ К, $h = 10$ м, $m = 0{,}07$, $Q_0 = 1040$ тыс.м^3/сут. Измеренные значения давления во времени и обработка результатов по формуле (35.5) приведены в табл. 84 и показаны на рис. 126. В результате обработки получены два прямолинейных участка с коэффициентами $\beta_1 = 38{,}58$ и $\beta_2 = 77{,}27$. По величине β_1 определено kh/μ и проницаемость k: $kh/\mu = 4{,}3 \cdot 1040 \cdot 0{,}1033 \cdot 303/293 \cdot 38{,}58 = 12{,}42$ мкм$^2 \cdot$м / мПа·с; $k = 0{,}025$ мкм^2.

Точка пересечения прямолинейных участков соответствует времени t_1. $t_1 = 63100$ с, пьезопроводность равна $\kappa = 0{,}025 \cdot 21{,}41/0{,}07 \cdot 0{,}02 = 0{,}382$ м^2 / с, а расстояние до экрана равно:

$l = 0{,}5625 \cdot 0{,}382 \cdot 3 \cdot 63100 = 116{,}4$ м.

Таблица 86

Результаты обработки КВД по программе "Интерпретатор-М"

$P_з(t)$, МПа	t, с	$P_з^2(t)$, МПа^2	lg t	$P_з(t)$, МПа	t, с	$P_з^2(t)$, МПа^2	lg t
16,2	468	261	2,67	18,2	2138	330	3,33
16,3	525	265	2,72	18,6	3020	346	3,48
16,4	603	269	2,78	19,4	4169	377	3,62
16,5	661	273	2,82	20,1	5623	403	3,75
16,6	759	277	2,88	20,9	7586	437	3,88
16,9	977	286	2,99	21,6	9333	467	3,97
17,3	1318	298	3,12	22,2	11220	491	4,05
17,6	1660	310	3,22	22,6	13804	512	4,14

Сравнение значений β_1 и β_2, полученное из графика, показывает, что $\beta_1 = \beta_2 / 2$ и экран находится в непосредственной близости от скважины.

В отличие от приведенного выше примера определения параметров пласта по КВД, которая снята в скважине, эксплуатирующей полубесконечный пласт, рассмотрен случай, когда скважина дренирует клиновидный участок пласта.

Пример. Расчеты по такой скважине проведены на ЭВМ типа ЕС. Наилучшее совпадение фактической и расчетной КВД получено при параметрах $kh/\mu = 0{,}0069$ мкм^2·м/мПа·с, $\kappa = 0{,}34$ м^2/с, угол клиновидного пласта $\alpha = 30°$, расстояние до ближайшей границы $a = 13$ м, а расстояние до вершины клина $R = 68$ м. Результаты расчетов, приведенные в табл. 85 и 86, выполнены Л.Г. Кульпиным.

5.4.5.3. Неоднородность по разрезу

В тех случаях, когда скважина вскрыла два или несколько пластов с различными фильтрационными свойствами при их совместном исследовании при нестационарных режимах, КВД позволяют определять некоторые приведенные параметры, представляющие собой суммарную характеристику всех исследуемых пластов. Если пластовые давления этих пластов одинаковые, т.е. $P_{пл1} = P_{пл2} = P_{плi}$, то приведенная проводимость, определяемая по КВД при известном суммарном дебите перед остановкой $Q_{об}$, будет

$$[kh/\mu]_{об} \sum_{i=1}^{n} [kh/\mu]_i. \qquad (77.5)$$

Для определения проводимости каждого пласта необходимо знать распределение дебита перед остановкой скважины. Распределение дебита скважины по пропласткам может быть определено с применением дебитометрии, шумометрии или термометрии. Тогда коэффициент проводимости i-го пласта будет определяться формулой

$$[kh/\mu]_i = 4{,}3 Q_{0i} Z_{плi} P_{ат} T_{плi} / \beta T_{ст}. \qquad (78.5)$$

При $T_{плi} = T_{пл}$ и $Z_{плi} = Z_{пл}$

$$[kh/\mu]_i = [kh/\mu]_{об} Q_{0i} / Q_{об}, \qquad (79.5)$$

где $Q_{об}$ – суммарный дебит скважины перед остановкой; Q_{0i} – дебит i-го пласта, измеренный глубинным дебитомером.

При известных kh/μ каждого пропластка, забойном давлении перед закрытием и коэффициенте b из двучленной формулы могут быть определены пьезопроводность, mh и приведенный радиус для каждого пласта.

Следует подчеркнуть, что если на КВД отмечается дополнительный прямолинейный участок, начало которого определяется пьезопроводностью лучшего пласта, то

это указывает на влияние границ пластов или экранов через разные периоды времени в зависимости от фильтрационных параметров. Если при этом пластовые давления будут неодинаковые, то после остановки скважины будет происходить переток газа из одного пласта в другой, направление и количество которого зависят от соотношения параметров и давлений этих пластов.

5.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРА АНИЗОТРОПИИ ПЛАСТА ПО КВД

Неоднородность пласта в вертикальном и горизонтальном направлениях характеризуется параметром анизотропии, т.е. отношением вертикальной проницаемости к горизонтальной. Параметр анизотропии пласта имеет определяющее значение при прогнозировании технологического режима эксплуатации скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой или нефтяной оторочкой, при оценке возможности прорыва газа в скважину через перфорированный нефтенасыщенный интервал, при изучении взаимодействия пропластков многопластовых залежей и др. Неоднородность пласта по проницаемости в вертикальном и горизонтальном направлениях изучается в основном экспериментальным путем. В настоящее время практически отсутствуют методы точного определения параметра анизотропии, в частности вертикальной проницаемости пласта расчетным путем. Оценить величину параметра анизотропии пласта позволяет КВД, снятая в скважинах, вскрывших анизотропный пласт. Для этого КВД необходимо обработать по формуле

$$P_з^2(t) = \alpha - \sigma / \sqrt{t}, \tag{80.5}$$

где

$$\sigma = Q_0 \mu Z P_{ат} T_{пл} / \pi k_г T_{ст} \sqrt{3,3 \kappa_в}; \tag{81.5}$$

$k_г$ – горизонтальная проницаемость пласта; $\kappa_в$ – пьезопроводность в вертикальном направлении; $\kappa_в = k_в P_{пл} / m\mu$; $k_в$ – коэффициент вертикальной проницаемости; μ, Z – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа в пластовых условиях; Q_0 – дебит скважины перед закрытием; $T_{пл}$, $T_{ст}$ – пластовая и стандартная температуры.

В формуле (81.5) коэффициент горизонтальной проницаемости определяется согласно методике, изложенной в разделах 5.2–5.4.

Для определения вертикальной проницаемости $k_в$ КВД обрабатываются в координатах $P_з^2(t)$ от $1/\sqrt{t}$. На полученной графической зависимости выделяется прямолинейный участок, и по углу наклона этой прямой определяется параметр σ.

По известному σ рассчитывается вертикальная пьезопроводность по формуле (81.5):

$$\kappa_в = 0,33[Q_0 \mu Z P_{ат} T_{пл} / \pi k_г T_{ст} \sigma]^2. \tag{82.5}$$

При известных $P_{пл}$ и пористости m вертикальная проницаемость определяется по формуле

$$k_в = \kappa_в \mu m / P_{пл}. \tag{83.5}$$

Зная $k_г$ и $k_в$, вычисляют параметр анизотропии:

$$\nu = k_в / k_г. \tag{84.5}$$

Последовательность обработки КВД для определения параметра анизотропии следующая.

По известным $P_з(t)$ и t рассчитывают $P_з^2(t)$, $\lg t$ и $1/\sqrt{t}$. Далее строят зависимость

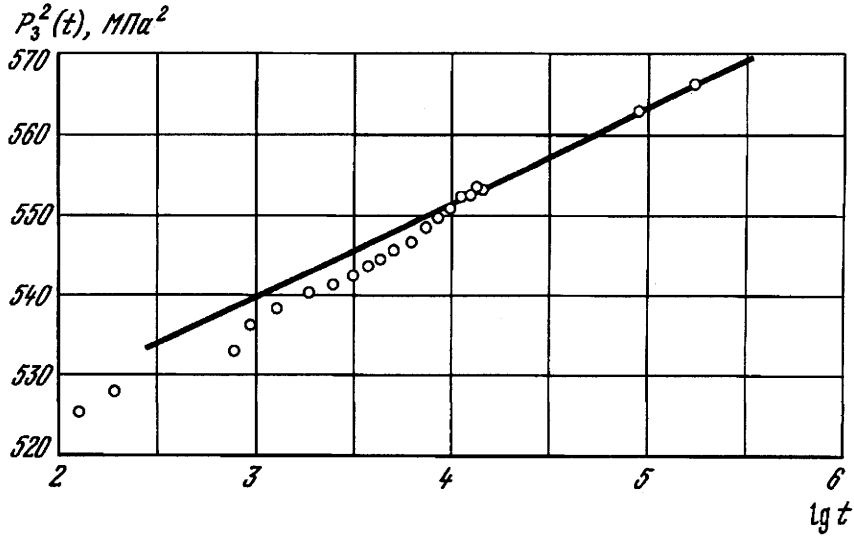


Рис. 127. Зависимость $P_з^2(t)$ от $\lg t$

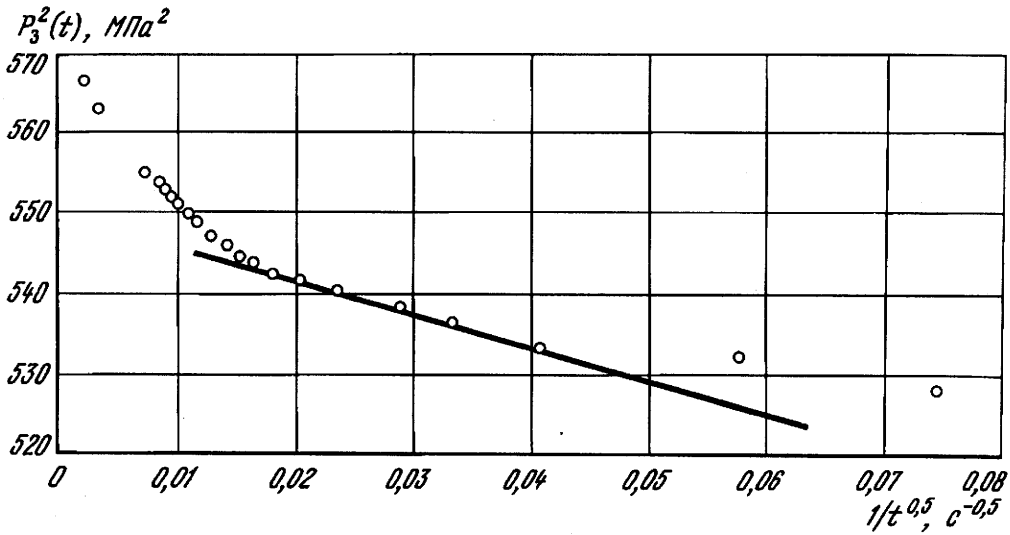


Рис. 128. Зависимость $P_з^2(t)$ от $1/t^{0,5}$

$P_з^2(t)$ от $\lg t$. По углу наклона конечного участка этой зависимости определяют величину β. По известному β, используя формулу (35.5), определяют коэффициент горизонтальной проницаемости $k_г$. Затем строят зависимость $P_з^2(t)$ от $1/\sqrt{t}$. Выделяют на этой зависимости прямолинейный участок так, чтобы время, соответствующее его окончанию, было меньше, чем время, соответствующее началу прямолинейного участка в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg t$. По названному участку определяют уклон σ. По найденному σ, используя величину β и формулу (83.5), определяют $k_в$ по формуле

$$k_в = [h\beta\sqrt{m\mu} / 2,09\sigma P^{1/2}]^2 = 0,229 m\mu h^2\beta^2 / P_{пл}\sigma^2. \qquad (85.5)$$

Таблица 87

Результаты обработки КВД

t, с	$P_{заб}$, МПа	$P^2_{заб}$, МПа^2	lg t	$1/\sqrt{t}$	t, с	$P_{заб}$, МПа	$P^2_{заб}$, МПа^2	lg t	$1/\sqrt{t}$
120	22,93	525,78	2,079	0,0913	6000	23,39	547,09	3,778	0,0129
180	22,98	528,08	2,255	0,0745	7200	23,43	546,96	3,857	0,0118
300	23,07	532,22	2,477	0,0577	8400	23,46	550,37	3,924	0,0109
600	23,09	533,15	2,778	0,0408	9600	23,48	551,31	3,982	0,0102
900	23,16	536,39	2,954	0,0333	10800	23,50	552,25	4,033	0,00962
1200	23,21	538,70	3,079	0,0289	12000	23,52	553,19	4,079	0,00913
1800	23,25	540,56	3,255	0,0236	13200	23,53	553,66	4,12	0,0087
2400	23,28	541,95	3,379	0,0204	14400	23,53	553,66	4,158	0,0083
3000	23,30	542,89	3,477	0,0183	18000	23,56	555,07	4,255	0,00745
3600	23,30	544,29	3,556	0,0167	86400	23,73	563,11	4,939	0,0034
4200	23,34	544,75	3,623	0,0154	17280	23,80	566,44	5,231	0,0024
4800	23,37	546,16	3,681	0,0144					

По известной работающей (вскрытой) толщине $h_{вс}$, величинам σ и β, а также используя последнюю точку прямой, построенной в координатах $P_з^2(t)$ от $1/\sqrt{t}$, можно вычислить толщину пласта h:

$$h = h_{вс} / [1 - \sqrt{1,5t}\beta / 2,09\sigma]. \qquad (86.5)$$

По известному $k_г h/\mu$, найденному через β, зная h из формулы (86.5), если другими способами h не удается определить, рассчитывают $k_г$, а следовательно, и по известным $k_в$ и $k_г$ – параметр анизотропии. При правильно проведенной обработке величина $h_{вс}/h$ не должна превышать 0,4. В противном случае результаты могут быть искажены.

Пример. Определить параметр анизотропии и работающей толщины пласта по КВД, снятой в скважине, с исходными данными, приведенными в табл. 87, и при $Q_0 = 1 \cdot 10^3 м^3/сут$, $h_{вс} = 6$ м, $m = 0,08$, $T_{пл} = 318$K, $\mu_{пл} = 0,012$ мПа · с, $z = 0,84$.

Результаты обработки, выполненные П.Г. Цыбульским, приведены в табл. 87 и показаны на рис. 127, 128. Из рис. 127 определена величина $\beta = 13$ МПа^2.

Первая точка прямолинейного участка на этом рисунке соответствует $t = 10\,800$ с. Из рис. 128 выделен прямолинейный участок с уклоном $\sigma = 440$ МПа$^2 \cdot$с$^{-1/2}$. Окончанию этого прямолинейного участка соответствует время $t = 3000$ с. По формуле (86.5) вычислены относительная толщина $h_{вс}/h = 0,226$ и $h = 26,7$ м. По вычисленным значениям $k_г$ через β и $h = 26,7$ м определено, что при $k_г = 0,0146$мкм^2 вертикальная проницаемость $k_в = 0,00407$мкм^2, а параметр анизотропии $\nu = 0,00407/0,0146 = 0,528$.

5.6. ВЛИЯНИЕ ДЕПРЕССИИ НА ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТА, ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ ПО КВД

Формула, по которой определяют параметры пласта kh/μ, κ, mh и т.д., включает параметры пористой среды и насыщающих ее жидкостей и газов. Очевидно, что при различных депрессиях, создаваемых на пласт, параметры пористой среды и газа будут неодинаковыми. В частности, на величину коэффициентов проницаемости, вязкости, сверхсжимаемости будет влиять давление. Поэтому при значительной разнице депрессий, после которых снимались КВД, коэффициенты α, β, α_1 и β_1 могут быть разными. Это обстоятельство требует соблюдения равенства депрессий перед закрытием скважин, по результатам исследований которых на нестационарных режимах

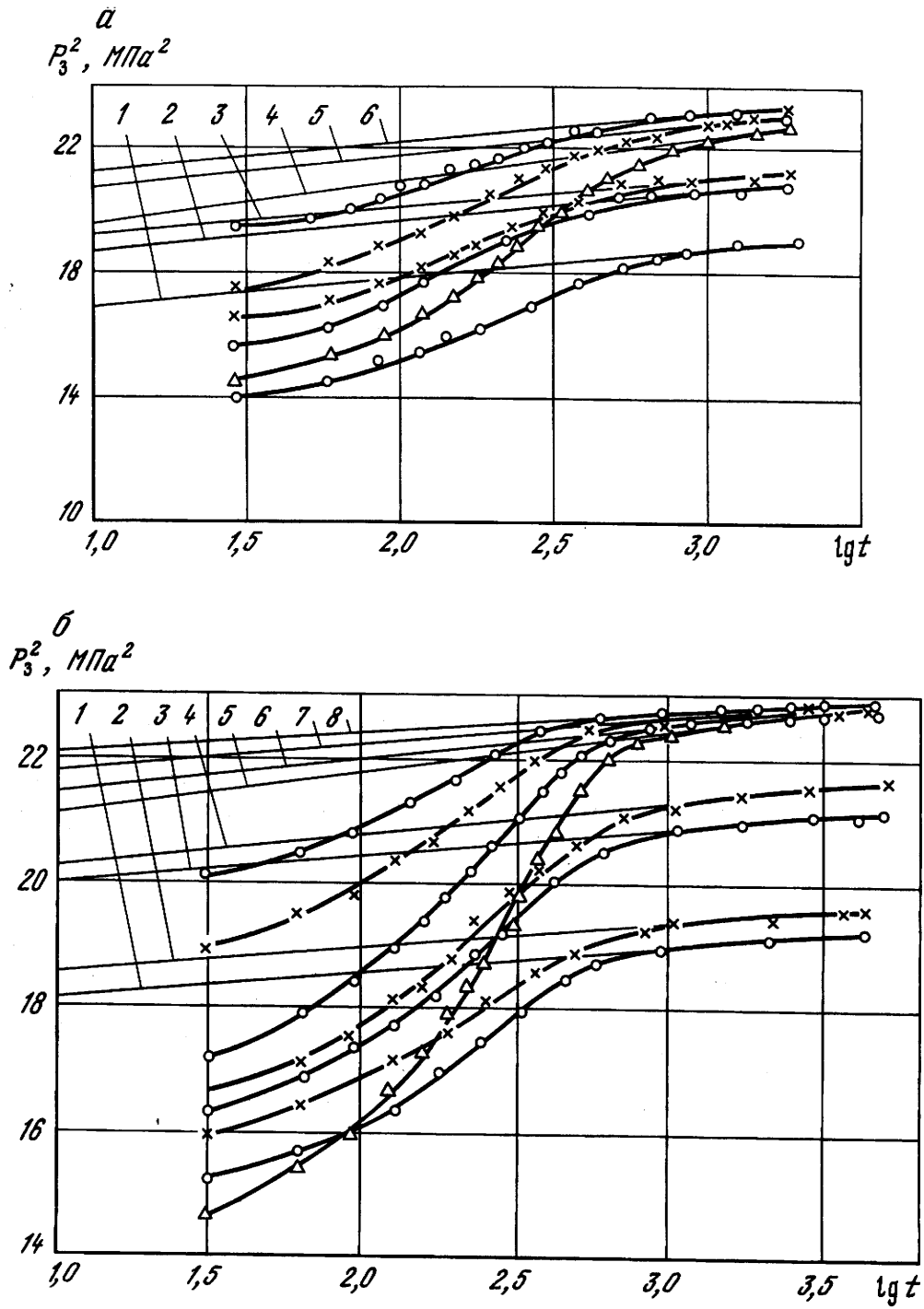


Рис. 129. Результаты обработки КВД при различных депрессиях на пласт перед закрытием
а – в скв. 1 при ΔP: *1* – 2,27; *2* – 2,30; *3* – 3,43; *4* – 2,31, *5* – 2,10, *6* – 1,64 МПа
б – в скв. 9 при ΔP: *1* – 1,46; *2* – 1,34; *3* – 1,84; *4* – 1,95; *5* – 2,96; *6* – 1,97; *7* – 1,44 и *8* – 1,05 МПа

Таблица 88

Результаты обработки кривых восстановления давления

Номер скважины	Дата исследования	Дебит скважины перед закрытием Q_0, тыс.м^3 / сут	Депрессия на пласт перед закрытием ΔP, МПа	β	kh/μ, (10^{-12}мкм^2 · м) / мПа·с
1	08.01.1988	218	1,64	12,50	8,7
1	10,01.1988	246	2,31	14,60	8,4
1	10,01.1988	293	3,43	17,50	8,4
1	04.04.1988	232	2,10	13,50	8,6
1	26.04.1988	219	2,30	12,50	8,7
1	26.06.1988	205	2,27	12,08	8,5
9	21.02.1988	164	1,05	3,30	24,8
9	21.02.1988	219	1,44	4,33	25,2
9	22.02.1988	250	1,97	4,66	26,8
9	22.02.1988	305	2,96	6,50	24,3
9	05.04.1988	241	1,95	5,00	24,1
9	06.05.1988	239	1,84	4,66	25,6
9	02.07.1988	194	1,34	3,83	25,3
9	02.07.1988	232	1,46	5,00	23,2

фильтрации строят КВД и определяют kh/μ. По этим kh/μ строят карты проводимостей. Создание различных депрессий в разных скважинах перед закрытием может существенно влиять на величину kh/μ.

При незначительных депрессиях на пласт, до 3,0 МПа, параметры пласта, определяемые по КВД, практически не зависят от величины депрессии. В целом если учесть, что параметры пласта определяются по конечному участку КВД, то нетрудно убедиться, что небольшая депрессия не должна сильно изменить форму кривой, а следовательно, и параметры, определяемые по ней, так как в отдаленном от призабойной зоны участке влияние депрессии будет весьма незначительным. Следует отметить, что при увеличении депрессии на пласт происходит и изменение границы дренируемой зоны. Если пласт неоднороден по площади, то при увеличении депрессии в зону влияния скважины могут включаться участки с другими параметрами, которые по темпу восстановления давления будут существенно отличаться от темпа восстановления давления вблизи исследуемой скважины и влиять на форму конечного участка КВД. Поэтому для правильной интерпретации результатов исследования скважин существенное значение имеет учет режима работы соседних скважин.

Для определения возможных изменений проводимости пласта в зависимости от депрессии на пласт в пределах $\Delta P \approx 3{,}0$ МПа были сняты КВД в скв. 1 и 9.

Результаты обработки кривых восстановления давления, снятых после работы скважин на различных режимах, приведены в табл. 88 и показаны на рис. 129, а и б. Как видно из табл. 88, при увеличении депрессии на пласт в скв. 1 от $\Delta P = 1{,}64$ МПа, до $\Delta P = 3{,}43$ МПа (дебита от $Q_0 = 205$ тыс.м^3/сут до $Q_0 = 293$ тыс.м^3/сут) проводимость пласта kh/μ практически не меняется. Небольшое изменение проводимостей, определенных при различных депрессиях на пласт и различных пластовых давлениях, связано с точностью определения углового коэффициента β. Аналогичные результаты получены и по скв. 9. По этой скважине при изменении депрессии на пласт от $\Delta P = 1{,}05$ МПа до $\Delta P = 2{,}96$ МПа (дебита от $Q_0 = 164$ тыс.м^3/сут до $Q_0 = 305$ тыс.м^3/сут) проводимость пласта также не изменялась.

Разница в абсолютных величинах проводимостей по скв. 1 и 9 объясняется тем, что скв. 9 вскрыла юрские отложения, а скв. 1 – отложения среднего триаса и юры. При

этом следует отметить, что характеристики пластов среднего триаса и юры резко различаются.

Исследования, проведенные при постоянном пластовом давлении и различных депрессиях на пласт (см. кривые *1–3* на рис. 129, *а* и кривые *1–4* на рис. 129, *б*), показали, что на данном месторождении в пределах изменения депрессии на пласт до ΔP = 3,5 МПа проводимость пласта не меняется. Установлено, что на данном месторождении изменение пластового давления во времени к заметному изменению проводимости пласта не приводит (см. кривые *4–6* на рис. 129, *а* и кривые *5–8* на рис. 129, *б*). Поэтому проводимости, определенные по всем кривым, оказались практически одинаковыми.

Следовательно при построении карт проводимостей необходимо исходить из условия оптимальности режима эксплуатации каждой скважины, а не из значительных депрессий на пласт.

5.7. МЕТОД ПРОСЛУШИВАНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА

Метод прослушивания не нашел применения на газовых скважинах из-за малых эффектов взаимодействия в газовой среде. Для успешного внедрения этого метода в газовых скважинах необходимы высокоточная измерительная техника и незначительное расстояние между скважинами. При кустовом размещении скважин, что имеет место на месторождениях севера Тюменской области, и значительных депрессиях на пласт метод прослушивания может быть использован и в газовых скважинах. Сущность метода заключается в прослеживании за изменением забойного давления в наблюдательных скважинах при работе возмущающих скважин. Результатом исследования являются кривые изменения дебита в возмущающих скважинах и давления в реагирующих, называемые кривыми реагирования или кривыми прослушивания.

Возмущающий импульс может быть создан на скважине путем однократного скачкообразного изменения ее дебита от одного постоянного значения до другого путем пуска или остановки скважины, существенным изменением дебита и т.д.

При групповом возмущении скважин давление на забое реагирующей скважины изменяется при пуске согласно формуле

$$P_{пл}^2 - P_з^2(t) = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \sum_{i=1}^{m} \Delta Q_i \left[\ln \frac{4\kappa t}{R_i^2} - 0{,}5772 + \sum_{i=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n+1}}{n \cdot n!} \left[\frac{R_i^2}{4\kappa t} \right]^n \right], \qquad (87.5)$$

а при остановке – по формуле

$$P_{пл}^2 - P_з^2(\tau) = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \sum \Delta Q_i \left\{ \left[\ln \frac{4\kappa(t+\tau)}{R_i^2} - 0{,}5772 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n+1}}{n \cdot n!} \left(\frac{R_i^2}{4\kappa(t+\tau)} \right) \right] + \right.$$

$$\left. + \left[\ln \frac{4\kappa\tau}{R_i^2} - 0{,}5772 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n+1}}{n \cdot n!} \left[\frac{R_i^2}{4\kappa\tau} \right] \right] \right\}, \qquad (88.5)$$

где i – число возмущающих скважин, i = 1, 2, 3, ..., n; t – время работы скважин, с; τ – время остановки, с; R_i – расстояние между возмущающими и наблюдательными скважинами, м; ΔQ_i – изменение дебита возмущающих скважин, м^3/с.

Формулы (87.5) и (88.5) позволяют методом прослушивания установить наличие гидродинамической связи и определить параметры пласта на участке радиусом R_i между скважинами.

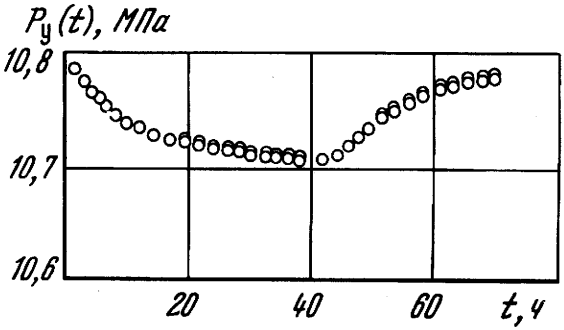


Рис. 130. Кривая реагирования скв. 183 Уренгойского месторождения на пуск и остановки скв. 181, 182, 185

Комплекс работ при исследовании скважин методом прослушивания включают выбор реагирующей и возмущающей (возмущающих) скважин и подготовку их к исследованию; предварительную оценку изменения давления в реагирующей скважине; подбор контрольно-измерительных приборов и проведение исследования.

В качестве возмущающей скважины могут быть использованы действующие или простаивающие добывающие скважины. В качестве реагирующих могут быть использованы простаивающие или специально остановленные эксплуатационные скважины, находящиеся вблизи возмущающих скважин. Выбранные в качестве возмущающих действующие скважины до начала исследования методом прослушивания должны работать на постоянном режиме в течение времени, обеспечивающего стационарное распределение давления. Эксплуатационные скважины, выбранные в качестве реагирующих, останавливаются до полного восстановления давления, и после этого в них измеряется давление в течение 5 ч в качестве "фона". Для замера "фона" и кривой реагирования должен использоваться один и тот же прибор. Для предварительной оценки изменения давления в реагирующей скважине строится оценочная кривая реагирования $\Delta P(t)$ по формуле (87.5). При этом kh/μ и к берутся как средние их значения, характеризующие зону возущающих и реагирующих скважин. Этот график используется для оценки пригодности приборов, для регистрации кривой реагирования и определения продолжительности исследования.

Минимальное значение изменения давления $\Delta P_{мин}$ должно быть определено, исходя из класса точности прибора. Желательно при измерении изменения давления в реагирующей скважине использовать дифференциальные жидкостные манометры. Выбранное значение $\Delta P_{мин}$ наносится на оценочную кривую реагирования $\Delta P(t)$ и определяется время исследования $t_{мин}$, начиная с которого возможна регистрация кривой реагирования с заданной точностью. Если это время окажется недопустимо велико, то выбранный тип прибора в данном случае непригоден.

За несколько дней до начала исследования на реагирующих скважинах устанавливается регистрирующая аппаратура, с помощью которой записывается "фон". Если возмущающей является скважина, работающая с постоянным дебитом, то ее либо останавливают, либо переводят на работу с другим дебитом, постоянным в течение всего периода исследования.

На реагирующей скважине продолжают замер давления. Если изменение давления не фиксируется при временах, в 3 раза и более превышающих оценочное $t_{мин}$, то исследование можно прекратить и констатировать отсутствие прямой гидродинамической связи между скважинами. Если изменение давления зафиксируется, то исследование следует продолжать несколько часов для получения кривой реагирования, обработка которой позволит определить параметры kh/μ и к.

Обработка кривой реагирования производится следующим образом: фиксируется некоторый момент времени, например соответствующий окончанию исследования. Затем задается произвольное значение одного искомого параметра, например kh/μ, и подбирается значение второго параметра к таким образом, чтобы в фиксированной точке с заданной точностью совпали фактическая и расчетная величины давления (или изменения давления). При найденном к строится расчетная кривая реагирования и

оценивается степень ее расхождения с фактической. Процедура повторяется до тех пор, пока не будет получено наилучшее визуальное совмещение.

Пример. Для оценки взаимодействия скважин при совмещенных и несовмещенных интервалах перфорации на Уренгойском месторождении на одном из кустов Л.Г. Кульпиным и др. было проведено прослушивание. Скважина куста вскрывает интервалы: скв. 181 – 1180–1200 м, скв. 182 – 1140 – 1180 м, скв. 183 – 1160–1190 м, скв. 184 – 1140–1170 м и скв. 185 – 1180–1200 м. Перед проведением прослушивания скважина куста была остановлена для восстановления давления. В качестве возмущающих были выбраны скв. 181, 182, 184, 185, а в качестве реагирующей – скв. 183.

Через 1800 с после пуска возмущающих скважин с дебитом 8,23 млн $м^3$ / сут на реагирующей скважине 183 была зафиксирована реакция. Через двое суток давление снизилось на 0,1 МПа. Кривая реагирования в скв. 183 на пуск и остановку скв. 181, 182, 184 и 185 показана на рис. 130. Фильтрационные параметры kh/μ и к определены методом совмещения расчетной кривой реагирования с фактически рассчитанной по формуле (87.5) для пуска и по формуле (88.5) для остановки скважины.

В этих формулах предполагается плоскорадиальная фильтрация в однородном пласте, т.е. вертикальные потоки газа при возбуждении пласта отсутствуют. Исходя из этого, принимается, что взаимодействие скважин имеет место только в пределах совмещенных по толщине интервалов перфорации. Рабочие дебиты возмущающих скважин различались на 10–15%, и поэтому они были приняты равнодебитными. Кроме того, допускалось, что дебит каждой скважины распределен по вскрытой толщине равномерно. Поэтому при обработке кривой учитывалась только та часть дебита, которая приходится на совмещенный интервал перфорации. Наилучшее совмещение расчетной и фактической кривых реагирования получено при $kh/\mu = 1070 \cdot 10^{-9}$ мкм$^2 \cdot$м/мПа·с и к = $21300 \cdot 10^{-4}$ м^2/с.

5.8. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КВД ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

I. При условии $T < 20t$ в "бесконечном" пласте для определения пластового давления необходимо доведение прямолинейного участка КВД до $\lg(T + t)/t = 0$. Тогда значение $P_з^2$ совпадает с пластовым, т.е. $P_з^2(t) = P_{пл}^2$. Для проверки этого предположения использованы данные табл. 75 и рис. 115.

Пример. Определить пластовое давление по данным табл. 75 и рис. 115. Из рис. 115 при $\lg(T + t)/t = 0$ определяют $P_з^2(t) = 217{,}5$ МПа. Учитывая, что при $\lg(T + t)/t = 0$ $P_з^2(t) = P_{пл}$, величину $P_{пл}$ определяют как квадратный корень из $P_з^2(t)$, т.е. $P_{пл} = \sqrt{217{,}5} = 14{,}75$ МПа.

Измеренное значение $P_{пл}$ в этой скважине $P_{пл}$ = 14,79 МПа. Погрешность определения $P_{пл}$ из КВД составляет < 0,3%.

II. При условии $T \geqslant 20t$ пластовое давление определяется путем экстраполяции прямолинейного участка КВД до $\lg t = \lg T$. В этой точке разница между $P_{пл}^2$ и квадратом текущего забойного давления $P_з^2(t)$ составляет 0,3, т.е. $P_{пл}^2 = P_з^2(t) + 0{,}3\beta$.

Пример. Определить величину $P_{пл}$ по данным КВД, снятой в скважине, расположенной в "бесконечном" пласте, после 20 дней ее эксплуатации. Обработка КВД в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg t$ приведена в табл. 74 и показана на рис. 131, из которого определены $\alpha = 484{,}27$ и $\beta = 9{,}234$. При $\lg t = \lg T = 6{,}238$ величина $P_з^2(t) = 541{,}7$ МПа^2. Тогда пластовое давление будет

$$P_{пл} = \sqrt{541{,}7 + 0{,}3 \cdot 9{,}234} = 23{,}33 \text{ МПа}.$$

Измеренное значение $P_{пл}$ = 23,3 МПа.

При определении $P_{пл}$ по КВД существенное значение имеет правильный выбор методики обработки КВД. Например, при длительной эксплуатации скважины до остановки существенным может оказаться влияние условий на границе дренируемой области скважины. Применение при этом методе определения $P_{пл}$ по формулам "бесконечного" пласта может привести к значительному завышению его значения.

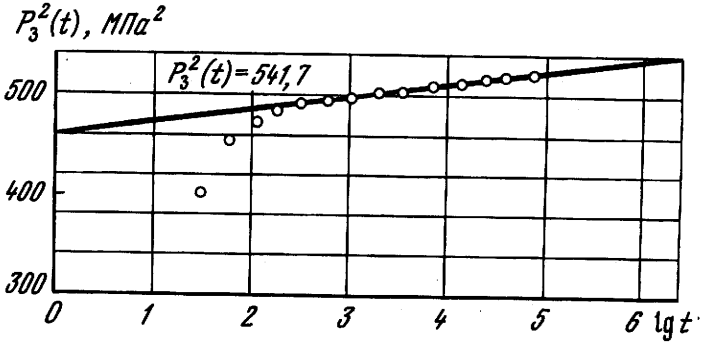


Рис. 131. Зависимость $P_з^2(t)$ от lg t, использованная для определения пластового давления

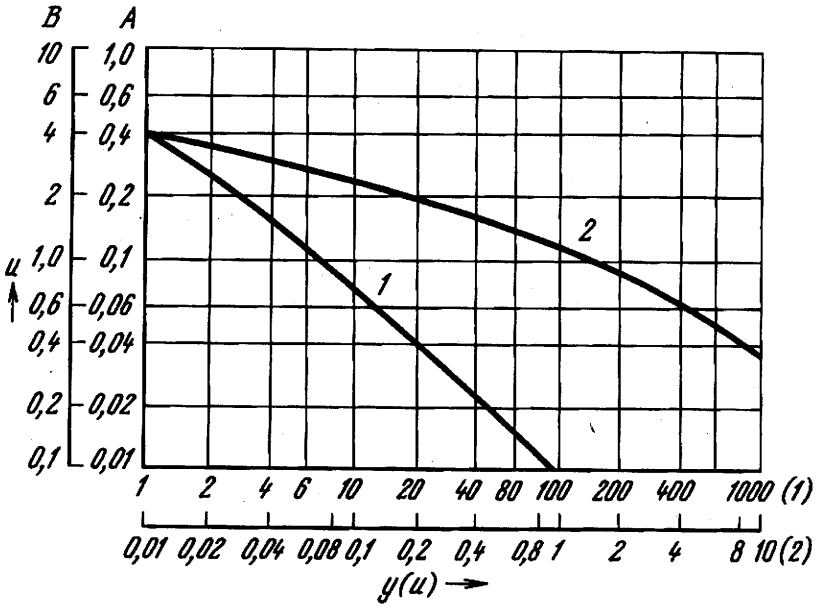


Рис. 132. Зависимость функции $y(u)$ от u
1 – для шкалы *A*, *2* – для шкалы *B*. Пояснение см. в тексте

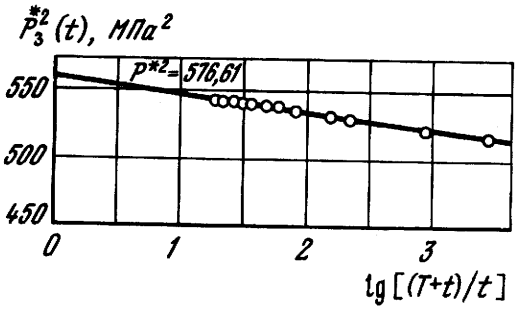


Рис. 133. Зависимость $P^{*2}_з(t)$ от lg$[(T + t)/t]$, использованная для определения пластового давления

Таблица 89

Обработка КВД для определения $P_{пл}$

t, с	$P_з^2(t)$, МПа^2	$(T+t)/t$	$\lg(T+t)/t$	t, с	$P_з^2(t)$, МПа^2	$(T+t)/t$	$\lg(T+t)/t$
7200	498,45	2701,0	3,431	381600	522,11	51,94	1,715
21600	504,32	901,0	2,955	468000	522,97	42,54	1,629
79200	512,20	246,4	2,392	579600	524,32	34,54	1,538
115200	514,80	169,7	2,230	680400	524,80	29,57	1,471
208800	518,74	94,1	1,973	813600	525,57	24,89	1,396
295200	520,86	66,8	1,825	993600	526,15	20,56	1,313

III. При условии, что КВД снята в конечном пласте, определение $P_{пл}$ проводится следующим образом: КВД обрабатывают в координатах $P_з^2(t)$ от $\lg(T+t)/t$ и определяют β и $P_з^{*2}$ в точке $\lg(T+t)/t = 0$. Далее рассчитывая функцию $y(u)$ по формуле

$$y(u) = 2,3[P_{пл1}^2 - P_з^{*2}]/\beta, \tag{89.5}$$

где $P_{пл1}$ – последнее измеренное или определенное по КВД значение пластового давления, МПа; T – время работы скважины до остановки, которое может быть определено как $T = Q_{доб}/Q_0$, с; $Q_{доб}$ – суммарный отбор газа из скважины со времени последней остановки на восстановление давления; Q_0 – дебит скважины перед остановкой.

По вычисленному значению $y(u)$ из графика, показанного на рис. 132, определяют u. Далее пластовое давление рассчитывают по формуле

$$P_{пл} = [P_{пл1}^2 - \beta/2,3u]^{0,5}. \tag{90.5}$$

Пример. Определить $P_{пл}$ в скважине, работавшей до остановки 5400 ч по КВД. Измеренная величина $P_{пл}$ перед пуском скважины в работу составляет 24,31 МПа. Исходные данные и результаты расчетов приведены в табл. 89 и показаны на рис. 133, из которого определены два условия: $\lg(T+t)/t = 0$, $P_з^{*2}(t) = 576,61$ и $\beta = 13,68$. По этим данным

$$y(u) = 2,3 \cdot 24,62^2 - 576,61/13,68 = 2,43.$$

При $y(u) = 2,43$ и графика определено $u = 0,25$. Тогда $P_{пл}$ будет

$$P_{пл} = \sqrt{24,62^2 - 13,68/2,3 \cdot 0,25} = 24,13 \text{ МПа}.$$

5.9. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В СКВАЖИНАХ, ВСКРЫВШИХ КАРБОНАТНЫЕ ПЛАСТЫ

Одним из наиболее распространенных методов повышения продуктивности газовых скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы, являются различные виды солянокислотных обработок (СКО). В каждом случае после проведения СКО необходимо оценить ее эффективность и выяснить, за счет каких факторов произошло изменение продуктивности.

Для этих целей можно рекомендовать следующую методику обработки КВД.

Перед проведением СКО снимают КВД в скважине, готовящейся к обработке, и обрабатывают в координатах $\lg[P_{пл}^2 - P_з^2(t)]$ от t.

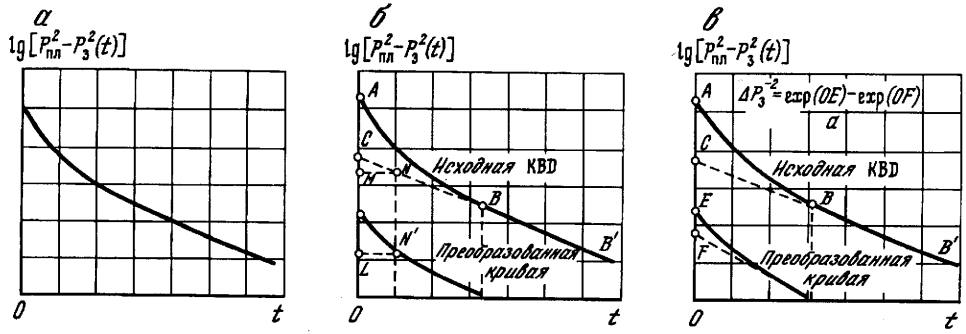


Рис. 134. Зависимость $\lg[P_{пл}^2 - P_з^2(t)]$ от t

Пояснение см. в тексте

Если кривая имеет вид, аналогичный КВД, изображенной на рис. 134, *а*, то в результате проведения СКО можно ожидать увеличения продуктивности за счет уменьшения скин-эффекта, т.е. снижения дополнительного фильтрационного сопротивления, обусловленного загрязнением призабойной зоны.

Величина дополнительного фильтрационного сопротивления, обусловленного скин-эффектом, определяется следующим образом:

– прямолинейный участок экстраполируют до пересечения с осью ординат, точка C на рис. 134, *б, в*;

– на начальном участке AB строится новая кривая; при этом для каждой точки КВД на оси абсцисс откладывается время, а на оси ординат – величина $L = \lg[P_{пл}^2 - P_з^2(t) - e^M]$. В данном случае M – это ордината точки, не лежащей на продолжении прямолинейного участка $B'BC$ и соответствующей значению времени для данной КВД;

– проэкстраполировав прямолинейный участок преобразованной кривой до оси ординат, получим отрезок EF (см. рис. 134, *в*), по которому определяется величина перепада давления, обусловленного скин-эффектом

$$\Delta P_s^2 = e^E - e^F,$$

или удельное сопротивление:

$$\Delta \overline{P}_s^2 = \Delta P_s^2 / Q.$$

После проведения СКО снимают повторную КВД на приблизительно том же дебите (± 15%), обрабатывают по методике, изложенной выше, и определяют удельное сопротивление.

При успешно проведенной СКО начальный участок AB КВД должен стать более похожим на продолжение прямолинейного участка или даже совпасть с ним. В последнем случае можно говорить, что свойства призабойной зоны не отличаются от свойств пласта.

При отсутствии каких-либо иных методов оценки эффективности работ по интенсификации притока данную методику можно использовать в случае применения иных методов интенсификации (гидроразрыв и т.п.).

Глава 6

ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОНЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

В практике исследований газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин широко используются газогидродинамические методы, которые обобщены и рекомендованы в виде инструкций по технологии проведения исследования и обработке полученных результатов. При интерпретации результатов исследования газовых и нефтяных скважин допускается, что в пласте имеет место однофазная фильтрация только газа или только нефти. На практике часто встречаются случаи, когда к скважине одновременно притекают и жидкость и газ. Эти случаи обусловлены обводнением газовых скважин, выпадением и выносом вместе с газом конденсата, образованием конуса нефти из нефтяной оторочки, а также прорывом газа через вскрытый нефтенасыщенный интервал.

В связи с открытием многочисленных маломощных газонефтяных месторождений возможности одновременного отбора нефти и газа, а в ряде случаев нефти, газа и воды резко увеличились. Поэтому в процессе исследования и эксплуатации скважин, вскрывших маломощные газонефтяные пласты, независимо от того, что вскрыто – только газоносный или только нефтеносный, а также одновременно газоносный и нефтенасыщенный интервалы – в целом происходит быстрое подтягивание конуса воды или нефти или же прорыв газа. Неизбежность одновременного отбора газа и жидкости в результате прорыва газа или образования конуса жидкости требует создания методики исследования таких скважин.

В настоящее время одновременный приток газа и жидкости к скважине изучен недостаточно, и поэтому простых и точных методов, приемлемых на практике для определения параметров пласта без проведения специальных исследований, нет. Сложность изучения одновременного притока газа и жидкости связана с изменением фильтрационных параметров газонефтенасыщенных интервалов, к которым относятся: деформация границы раздела газ–жидкость; газонефтенасыщенность газоносного и нефтеносного интервалов пласта; относительные проницаемости фаз во времени и по радиусу дренирования, а также различие физических свойств и законов фильтрации газа и жидкости.

6.1. ДЕФОРМАЦИЯ ГРАНИЦЫ РАЗДЕЛА ГАЗ–ЖИДКОСТЬ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ

При вскрытии и эксплуатации газовых месторождений с подошвенной водой или нефтяной оторочкой, а также нефтяных залежей с газовой шапкой, происходит деформация границы раздела газ–жидкость. При движении в пласте однородного флюида поверхность раздела не деформируется, и поэтому толщина пласта, насыщенная рассматриваемой фазой, принимается постоянной. При одновременном притоке газа и нефти, газа–нефти–воды, а также нефти и воды, в скважине в силу различия законов фильтрации и их свойств происходит деформация поверхности раздела фаз. Характер деформации границ раздела фаз зависит от коллекторских свойств пористой среды, свойств фаз, величины депрессии на пласт, анизотропии пласта и других факторов.

Деформация границы раздела приводит к обводнению газовых скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой, или подтягиванию конуса нефти в газовую скважину, а также загазовыванию и обводнению нефтяных скважин, вскрывших только нефтена-

сыщенный интервал. Подтягивание конуса нефти (воды) в газовую скважину приводит к уменьшению толщины газонасыщенного интервала и снижению ее производительности. Причем, наиболее существенное изменение газонасыщенной толщины происходит в призабойной зоне, где давление снижается более интенсивно.

Подъем конуса жидкости в призабойной зоне газовой скважины приводит к образованию зоны двухфазной фильтрации. В этой области фазовые проницаемости для газа и жидкости зависят от степени ее насыщения жидкостью. Величина насыщенности призабойной зоны газовой скважины нефтью или водой может быть оценена геофизическими методами.

Аналогичный процесс происходит и при перфорации только нефтенасыщенного интервала газонефтяных месторождений, когда через этот интервал в скважину прорывается газ и подошвенная вода. Так как вязкость нефти в десятки раз больше вязкости газа и в несколько раз выше вязкости воды, условия эксплуатации для добычи нефти оказываются наихудшими. Высота границы раздела газ–жидкость при вскрытии газоносных пластов с подошвенной жидкостью обусловливается величинами депрессии на пласт в скважине, вертикальной проницаемостью, капиллярными и гравитационными силами и свойствами нефти и воды. Решение подобной задачи без упрощающих условий практически невозможно. При этом полученное решение должно быть сравнительно простым и позволять определить зависимость дебитов газа и жидкости от депрессии на пласт с учетом неоднородности пористой среды, различия физических свойств фаз, законов их фильтрации, несовершенства скважин, двухфазности потока и т.д.

Одной из основных задач изучения характера индикаторных кривых отдельных фаз является исследование деформации поверхности раздела фаз при их одновременном притоке к скважине. Изучение процесса деформации границ раздела фаз позволит правильно интерпретировать результаты исследования скважин с переменной толщиной работающего интервала на различных режимах, а также искать возможные способы борьбы с деформацией границы раздела фаз.

Форма границы раздела фаз зависит от коллекторских свойств пласта, свойств нефти и газа, распределения давления в пласте, законов фильтрации и т.д. Для различных условий работы скважины, вскрывшей газонефтяные пласты в зависимости от величин перечисленных выше параметров, форма границы раздела может быть выражена в виде экспоненциальной функции, гиперболы, параболы, линейного изменения и т.д. Наиболее точно характер изменения формы раздела можно выразить через многочлен. Эти формы тесно связаны и с вскрытием газонефтяного пласта. Теоретические и экспериментальные исследования показали, что наиболее существенная деформация границы раздела фаз происходит вблизи забоя скважины. В зависимости от вскрытия газо- и нефтенасыщенного интервалов, параметров пласта и законов фильтрации схематично границы фаз могут быть показаны в виде схемы (рис. 135).

Граница раздела газ–нефть (или вода, при наличии подошвенной воды) при вскрытии только газонасыщенного интервала имеет вид, показанный кривыми *1* и *3*, а при вскрытии только нефтенасыщенного интервала или одновременном вскрытии всего нефтенасыщенного интервала – кривыми *2* и *4*.

Неотвратимость одновременного притока газа и жидкости к забою скважины обусловлена следующими причинами.

1. Эксплуатацией газоносных пластов с нефтяной оторочкой или подошвенной водой. В процессе эксплуатации и испытания таких газовых и газоконденсатных скважин происходит подтягивание конуса нефти или воды, что приводит к уменьшению газонасыщенной мощности пласта, снижает дебит скважины по газу. Высота конуса уменьшается от стенки скважины к контуру питания. Это означает, что газонасыщенная толщина пласта становится переменной по радиусу. Высота и форма конуса обусловлены создаваемой на пласт депрессией, параметрами пласта, физическими свойствами жидкости и продолжительностью работы скважины.

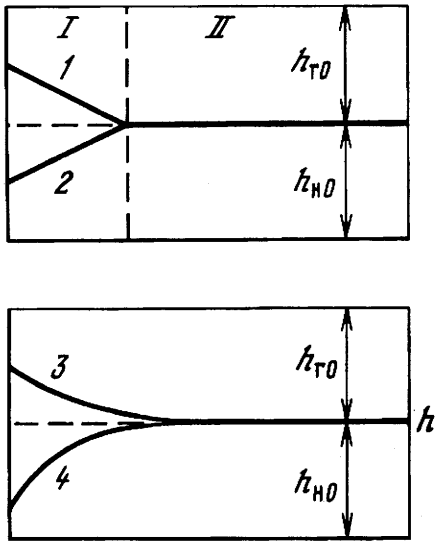


Рис. 135. Изменение газонефтенасыщенных толщин газонефтяной залежи в процессе эксплуатации скважин

1, 3 – при вскрытии только газонасыщенного интервала; *2, 4* – при вскрытии только нефтенасыщенного интервала или при одновременном вскрытии газо- и нефтенасыщенного интервала. Пояснение *I* и *II* см. на с. 339

2. Эксплуатацией нефтеносных оторочек после прорыва газа к забою через вскрытую нефтенасыщенную зону. Как правило, в процессе разработки нефтяных месторождений с газовой шапкой и газовых залежей с нефтяной оторочкой с традиционным вскрытием только нефтеносного интервала, происходит прорыв верхнего газа. Это приводит к существенному и быстрому снижению дебита нефти. Снижение дебита нефти происходит в результате изменения нефтенасыщенной толщины вблизи скважин, т.е. нефтенасыщенная толщина становится функцией времени, радиуса и депрессии на пласт.

3. Одновременным вскрытием и эксплуатацией газонефтенасыщенных интервалов. Такая необходимость возникает тогда, когда месторождение является газоконденсатонефтяным и разрабатывается путем поддержания давления сухим газом, водой и др. с одновременным отбором конденсата и нефти. Кроме того, в тех случаях, когда небольшие депрессии на пласт не обеспечивают нормальную работу скважины, а повышение приводит к быстрому загазовыванию нефтеносного интервала, возникает необходиость отбора газа с целью регулирования формы границы раздела газ–нефть.

В настоящее время отсутствуют практические аналитические зависимости, позволяющие оценить дебиты нефти и газа во времени для перечисленных выше условий работы газонефтяных скважин. Это прежде всего вызвано тем, что, как правило, отсутствует информация о форме границы раздела фаз, о фазовых насыщенностях и проницаемостях по площади в процессах исследования и эксплуатации таких скважин, об анизотропии пласта и др.

При одновременном притоке газа и жидкости имеет место зона двухфазной фильтрации, учет которой существенно осложняет получение конечной расчетной формулы. Поэтому в ряде случаев для решения практических задач исследования и эксплуатации газонефтяных скважин допускают, что зона двухфазной фильтрации отсутствует. Если такое допущение в какой-то степени оправданно при решении задач фильтрации нефти в пласте, то для задач разработки газовых и газоконденсатных залежей и эксплуатации газовых скважин такое допущение сильно влияет на ожидаемые результаты. Причем с ростом депрессии на пласт и с ухудшением коллекторских свойств пласта допущение об отсутствии двухфазной зоны будет более существенно влиять на дебит скважины по газу.

Проведенные лабораторные и промысловые исследования показывают, что в зонах образования конуса нефти или воды и прорыва газа двухфазная фильтрация происходит до определенного времени. Продолжительность двухфазной фильтрации существенно зависит от фильтрационных свойств пористой среды и свойств газа и нефти (воды). Экспериментальные исследования показывают, что характер изменения нефтенасыщенности нефтеносной части пласта во времени при прорыве газа через эту зону с достаточной степенью точности может быть определена по формуле:

$$S_н(t) = 1 - \alpha \ln t, \qquad (1.6)$$

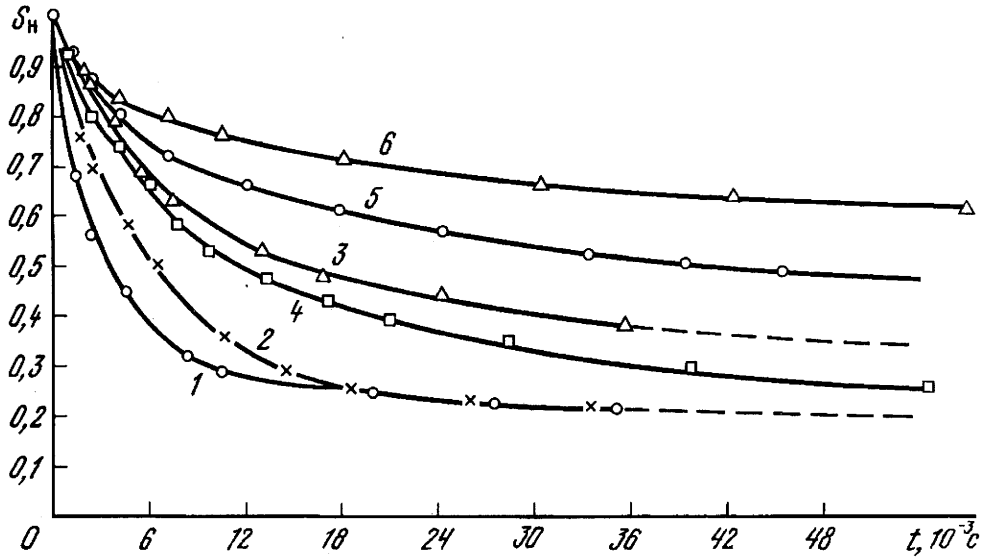


Рис. 136. Изменение нефтенасыщенности пласта $S_н$ во времени при прорыве газа через нефтеносные интервалы с абсолютными проницаемостями K: 7,0 (*1*), 6,2 (*2*), 2,0 (*3*), 1,5 (*4*), 0,7 (*5*) и 0,35 (*6*) мкм^2

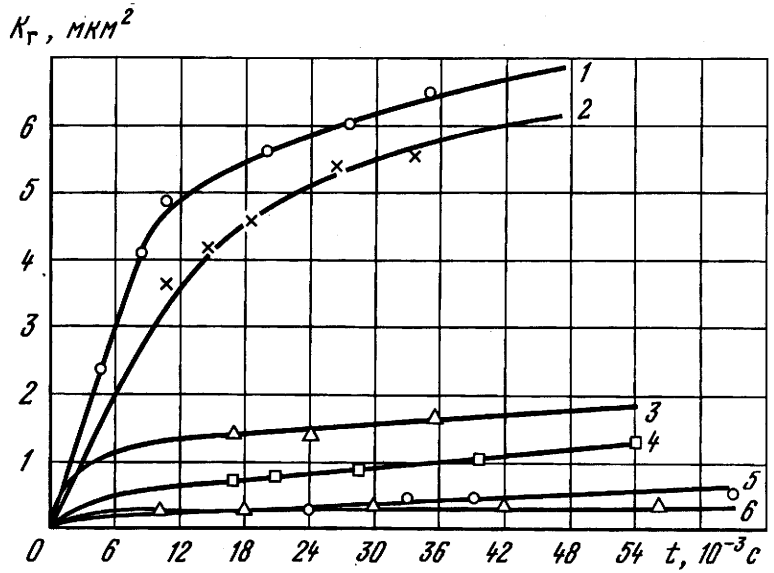


Рис. 137. Изменение проницаемости по газу $K_г$ во времени нефтенасыщенной зоны после прорыва газа
Условные обозначения см. на рис. 136

где $S_н(t)$ – текущая нефтенасыщенность пласта; α – коэффициент пропорциональности между $S_н(t)$ и временем t. Значение α определяется, исходя из известной конечной величины $S_н$ при конечном значении t.

Характер изменения нефтенасыщенности пласта во времени при прорыве газа через эту нефтенасыщенную зону для пористых сред с остаточной водонасыщенностью ~20% от объема пор и проницаемостью k = 0,1–1,5 мкм^2, показан на рис. 136. При пересчете на натурные условия продолжительность двухфазного движения

составляет 0,6–794 сут. При этом, чем больше проницаемость пласта, тем быстрее прекращается двухфазное движение.

Характер изменения проницаемости по газу зоны двухфазного движения показан на рис. 137. Интенсивность изменения насыщенности во времени и по радиусу целиком отражается на производительности газонефтяных скважин по нефти и газу. При сравнительно высокой проницаемости пласта в процессе исследования газонефтяных скважин может измениться заполярная связь между дебитами газа и нефти и депрессией на пласт из-за изменения фазовой проницаемости и границы раздела фаз.

6.2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРОРЫВА ГАЗА НА ФОРМУ ИНДИКАТОРНОЙ КРИВОЙ

Для оценки достоверности рекомендуемых в дальнейшем аналитических зависимостей, которые получены для заданных физико-математических моделей одновременного притока газа и нефти к скважине, проведены экспериментальные исследования. Их сущность заключалась в том, что модель газонефтяной залежи, изготовленная в виде кругового пласта, вскрытого центральной скважиной, заполнялась газом и нефтью. Было установлено, что часть пласта, насыщенная нефтью за счет капиллярных сил при вскрытии и создании необходимой депрессии, работала как газовый пласт и нефть из этой зоны к скважине не поступала. При вскрытии только нефтенасыщенного интервала в течение определенного времени до перерыва газа скважина давала только нефть. Со временем начинался прорыв газа, дебит которого интенсивно увеличивался.

Индикаторная кривая, полученная при вскрытии только нефтеносного интервала газонефтяной залежи, показана на рис. 138, из которого видно, что после прорыва газа при увеличении депрессии на пласт дебит нефти практически не растет. Индикаторные кривые, полученные при вскрытии только нефтенасыщенного интервала,начиная от контакта газ–нефть для значений относительного вскрытия $\bar{h}$ = 0,08; 0,20; 0,32 и 1,0 для газа и нефти показаны на рис. 139 и 140. Из этих рисунков видно, что независимо от степени вскрытия нефтеносного интервала происходит прорыв газа к скважине. Интенсивность роста дебита газа и снижения дебита нефти зависит от степени вскрытия, интервала вскрытия по отношению к контакту газ–нефть и от депрессии на пласт.

Эти результаты подтверждают приемлемость аналитических решений, полученных для определения дебитов нефти и газа и параметров пласта, рекомендуемых в дальнейшем в данной главе.

6.3. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ И ВОД

В процессах исследования и эксплуатации газонефтяных скважин происходит фильтрация газа, нефти и воды. Свойства этих флюидов входят в исходные уравнения и в расчетные формулы для определения дебитов нефти, газа и воды, забойного и пластового давлений, параметров пласта и т.д. Физические свойства газа – коэффициенты вязкости, сверхсжимаемости, Джоуля–Томсона, теплоемкости, теплопроводности, влагоемкости и т.д. – рассмотрены в достаточном объеме в главе 2. При этом показаны пути учета влияния на физические свойства газа, наличие в его составе неуглеводородных компонентов, давления, температуры, влаги и т.д. Однако при исследовании газонефтяных скважин, в продукции которых кроме углеводородных газов содержатся нефть и вода, для интерпретации полученных результатов необходимо знать физические свойства пластовых вод и нефтей, а также изменение этих свойств от давления, температуры, растворенного газа, минеральных солей и т.д. Свойства

Рис. 138. Индикаторная кривая, полученная при вскрытии только нефтенасыщенного интервала газонефтяного пласта и прорыва газа в процессе исследования скважины

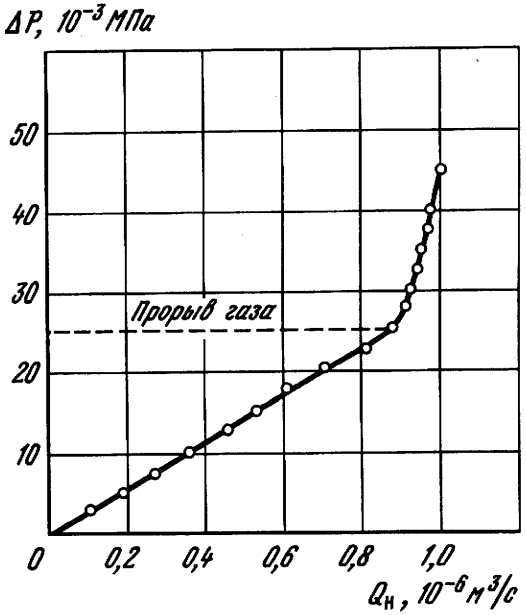


Рис. 139. Характер изменения индикаторных кривых по нефти в зависимости от степени вскрытия нефтенасыщенного интервала газонефтяной залежи

1–4 – зависимости ΔP от $Q_н$ при относительном вскрытии только нефтенасыщенной части пласта: $\bar{h}$ = = 0,08 (*1*), 0,02 (*2*), 0,32 (*3*), 1,0 (*4*) и при $\bar{h}$ = 1 в случае, когда и газонасыщенная часть пласта занята нефтью (*5*)

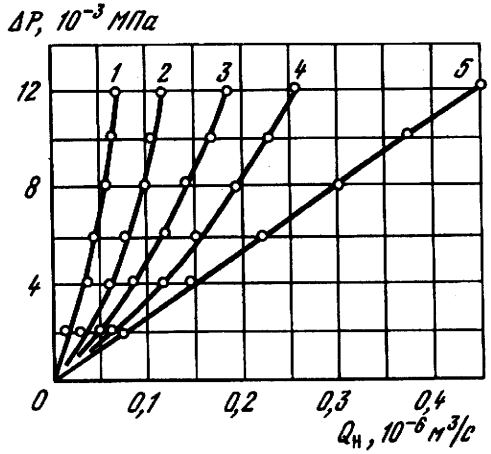
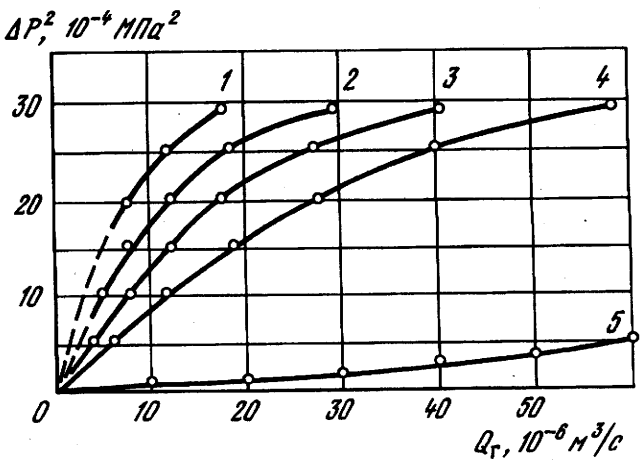


Рис. 140. Характер изменения индикаторных кривых по газу в зависимости от степени вскрытия нефтенасыщенного интервала газонефтяной залежи

1–4 – зависимости ΔP^2 от $Q_г$ при относительном вскрытии только нефтенасыщенной части пласта: $\bar{h}$ = 0,08 (*1*), 0,02 (*2*), 0,32 (*3*) и 1,0 (*4*) и при $\bar{h}$ = 1 в случае, когда и нефтенасыщенная часть пласта занята газом (*5*)



пластовых нефтей и вод определяются двумя способами: экспериментально в лабораторных условиях и аналитически на базе обобщения результатов экспериментального изучения этих свойств.

При интерпретации результатов исследования газонефтяных скважин целесообразно использовать аналитические способы определения свойств нефтей и пластовых вод и соответствующие табличные и графические материалы по их свойствам.

6.3.1. Свойства нефтей

Добываемые в Российской Федерации нефти представлены в основном тремя группами углеводородов: метановой (парафиновой), нафтеновой и ароматической. Как правило, в нефти присутствуют и другие компоненты: сера, азот, кислород и др. Содержание серы в нефтях доходит до 6%. Причем сера присутствует в нефти в свободном состоянии, в виде сероводорода и сернистых соединений (сульфиды, дисульфиды, меркаптаны и т.д.). Меркаптаны – RSH – по строению аналогичны спиртам: этилмеркаптан и высшие гомологи при нормальных условиях находятся в жидком состоянии; метилмеркаптан – CH_3H – газообразное вещество с температурой кипения $T_{кип} = 280{,}6\ K$. При наличии щелочей и окислов меркаптаны образуют меркаптиды, которые вызывают сильную коррозию.

Содержание асфальто-смолистых веществ в нефти доходят до 40%, и они являются высокомолекулярными органическими соединениями, в которые входят кислород, азот, сера и т.д.

По содержанию серы нефти подразделяются на малосернистые – $\leqslant 0{,}5\%$ серы, сернистые – 0,5–2,0% серы и высокосернистые – $> 2{,}0\%$ серы; по содержанию смол – на малосмолистые – $\leqslant 18\%$ смол, смолистые – 18–35% смол и высокосмолистые – $> 35\%$ смол; по содержанию парафина – на малопарафинистые – $< 1{,}5\%$ парафина по массе, парафинистые – 1,5–6,0% парафина и высокопарафинистые – $> 6{,}0\%$. Парафин из нефти выделяется в результате снижения температуры, выделения растворимых газов и т.д. Очищенный парафин – это бесцветная кристаллическая масса, не растворяющая в воде с плотностью 907–915 кг/м^3 и температурой плавления 313–333 K. В химический состав парафина входят углеводороды $C_{17}H_{36}$–$C_{55}H_{112}$. Физические свойства парафина изучены неполностью.

6.3.1.1. Плотность нефти

Плотность нефти зависит от состава нефти, давления, температуры и количества растворенного газа. В пластовых условиях плотность нефти меньше ее плотности при нормальных условиях, что связано с изменением ее объема от температуры и растворенного газа. При сравнительно высоких давлениях, когда плотность растворенного газа становится сопоставимой с плотностью жидкой фазы и при дальнейшем увеличении давления плотность нефти растет.

На рис. 141 показано изменение плотности от давления двух нефтяных месторождений. Следует подчеркнуть, что не все фазы, растворяясь в нефти, одинаково влияют на ее плотность. С повышением давления плотность нефти уменьшается при насыщении ее углеводородными газами и незначительно увеличивается при насыщении азотом и CO_2. Рост давления выше давления насыщения нефти газом, $P_н$, приводит к незначительному увеличению плотности нефти. Часто в гидродинамических расчетах используют относительную плотность нефти. Относительная плотность нефти – это отношение ее плотности при $P_{ат}$ и $T_{ст}$ к плотности воды при $T = 277$ K и $P_{ат}$. В диапазоне изменений $T = 273 \div 323$ K относительную плотность нефти можно определить по формуле

$$\overline{\rho}_н = \rho_{н.ст} - \alpha(T - 20), \qquad (2.6)$$

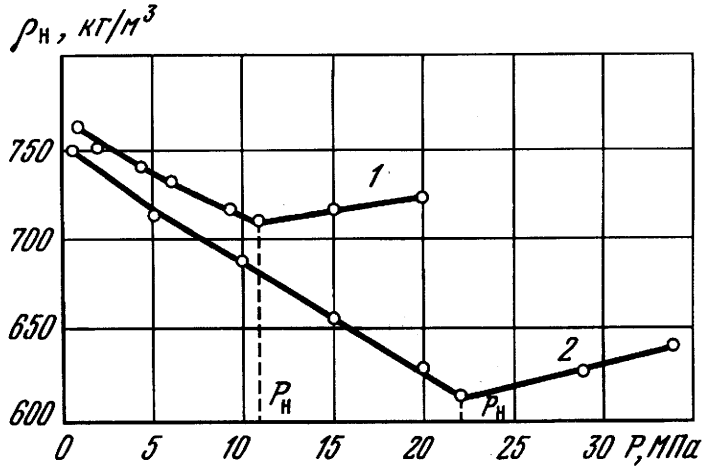


Рис. 141. Зависимость плотности пластовой нефти от давления Ахтырского (*1*) и Новодмитревского (*2*) нефтяных месторождений

где $\rho_{н.ст}$ – плотность нефти при $P_{ат}$ и $T_{ст}$ = 293 К; величина α определяется по формуле

$$\alpha = [1,828 - 1,320\rho_{н.ст}]\cdot 10^{-3} \quad \text{или} \quad \alpha = 5,11\cdot 10^{4}(\rho_{н.ст} + 100 / T_{ср.м}) / \rho_{н.ст}^{1,68}; \tag{3.6}$$

$T_{ср.м}$ – среднемолярная температура кипения нефти, К; при известной молярной массе нефти величину α можно определить по формуле

$$\alpha = 0,0006 + 0,0375(-0,0002 + 1/M_{н}); \tag{4.6}$$

$M_{н}$ – молекулярная масса нефти.

В более широком диапазоне изменений температуры (20–120°С) относительную плотность нефти можно определить по формуле

$$\overline{\rho}_{н} = \rho_{н.ст} / [1 + \alpha(T - 20)]. \tag{5.6}$$

Значение α зависит от величины плотности нефти при стандартных условиях и определяется по формулам:

при $0,78 \leqslant \rho_{н.ст} \leqslant 0,86$ $\quad \alpha = [3,083 - 2,638\rho_{н.ст}]\cdot 10^{-3}$, (6.6)

при $0,86 \leqslant \rho_{н.ст} \leqslant 0,96$ $\quad \alpha = [2,513 - 1,975\rho_{н.ст}]\cdot 10^{-3}$, (7.6)

6.3.1.2. Плотность нефти с растворенным в ней газом

В пластовых условиях плотность нефти с учетом растворенного газа может быть определена по формуле

$$\rho_{н.пл} = \frac{\rho_{н.ст} + \Gamma\rho_{г.ст}}{b}, \tag{8.6}$$

где $\rho_{н.ст}$ – плотность нефти при $P_{ат}$ и $T_{ст}$; $\rho_{г.ст}$ – плотность газа при стандартных условиях; Г – газовый фактор, т.е. отношение объема газа, растворенного в нефти при пластовой температуре и давлении насыщения, к объему дегазированной нефти. Объемы газа и нефти при расчете Г должны быть приведены к стандартным условиям; b – объемный коэффициент нефти, определяемый по формуле

$$b = 1 + \lambda\Gamma + \alpha(T_{пл} - 20) - \beta_{н}P_{пл}, \tag{9.6}$$

где λ – безразмерный параметр, определяемый как отношение удельного приращения

объема нефти в результате растворения в ней газа к газосодержанию нефти; значение λ может быть определено по формуле

$$\lambda = 10^{-3}[4{,}30 + 0{,}858\rho_{г.ст} + 5{,}2 \cdot 10^{-3}(1 - 1{,}5 \cdot 10^{-3}\,Г)Г - 3{,}54\rho_{н.ст}]; \qquad (10.6)$$

$\beta_н$ – коэффициент сжимаемости нефти, принимается равным $6{,}5 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа; α – коэффициент, определяемый по формулам (6.6) и (7.6) в зависимости от плотности нефти; $P_{пл}$ и $T_{пл}$ – пластовое давление и температура.

6.3.2. Молекулярная масса нефтей

Молекулярная масса нефтей определяется в основном экспериментально с точностью до 3%. Путем обобщения экспериментальных данных молекулярную массу дегазированной нефти можно определить приближенно по формуле

$$M_н\ 200\rho_{н.ст} \cdot \mu_{н.ст}^{0{,}11}, \qquad (11.6)$$

где $\mu_{н.ст}$ – коэффициент вязкости нефти (дегазированной) при стандартных условиях ($P_{ат}$ и $T_{ст}$), мПа · с. Нефти месторождений Российской Федерации характеризуются молекулярной массой $M = 162 \div 315$ кг/кмоль; плотностью $\rho_{н.ст} = 781 \div 923$ кг/м^3 и вязкостью $\mu_{н.ст} = 1{,}7 \div 310$ мПа · с. При известной плотности и не известном коэффициенте вязкости молекулярную массу можно оценить по формулам

$$M_н = 44{,}29(\rho_{н.ст} + 0{,}00826)/(1{,}02174 - \rho_{н.ст}) \text{ или } M_н = 1{,}0343 \cdot 10^{2{,}77612\rho_{н.ст}}. \qquad (12.6)$$

Кроме приведенных выше формул имеются и другие методы расчета $M_н$, не отличающиеся точностью от предложенных выше.

Молекулярная масса пластовой нефти при известном составе растворенного в ней газа и газосодержаний Г, может быть определена по формуле

$$M_{пл} = M_н \frac{1 + Г\rho_{г.ст} / \rho_{н.ст}}{1 + ГM_н\rho_{г.ст} / M_г\rho_{н.ст}}, \qquad (13.6)$$

где $\rho_{г.ст}$, $\rho_{н.ст}$ – плотность газа и нефти при стандартных условиях; $M_н$, $M_г$ – молекулярные массы нефти и газа при стандартных условиях.

Приближенно, в зависимости от вязкости и плотности нефти в пластовых условиях, молекулярная масса нефти в пластовых условиях может быть оценена формулами:

$$\text{при } \mu_{пл} \leqslant 1{,}5 \text{ мПа} \cdot \text{с} \qquad M_{пл} = 0{,}157\ \mu_{пл}^{0{,}267} \cdot \rho_{пл},$$

$$\text{при } \mu_{пл} \geqslant 1{,}5 \text{ мПа} \cdot \text{с} \qquad M_{пл} = 0{,}172\ \mu_{пл}^{0{,}136} \cdot \rho_{пл}, \qquad (14.6)$$

где $\rho_{пл}$ – плотность нефти в пластовых условиях.

6.3.3. Вязкость нефти

Вязкости отсепарированной и пластовой нефти существенно различаются, что связано с наличием растворенного газа в нефти в пластовых условиях, с пластовым давлением и температурой. Увеличение вязкости нефти с ростом давления происходит только при давлениях, превышающих давления насыщения. Вязкость пластовой нефти зависит и от состава растворенного газа. Открыто значительное число нефтяных месторождений, в которых вязкость нефти настолько велика, что нефть остается неподвижной даже при очень высоких перепадах давления на пласт. В целом вязкость пластовой нефти иногда может быть в десятки раз меньшей вязкости отсепари-

рованной нефти. Вязкость нефти определяется экспериментальным путем. Если нет экспериментальных данных, то вязкость нефти при стандартных условиях может быть с приемлемой точностью оценена по формулам

$$\mu_{н.ст} = [0,658\rho^2_{н.ст} / (0,886 - \rho^2_{н.ст})]^2 \quad \text{при} \quad 0,845 \leqslant \rho_{н.ст} \leqslant 0,924 \tag{15.6}$$

и

$$\mu_{н.ст} = [0,456\rho^2_{н.ст} / (0,833 - \rho^2_{н.ст})]^2 \quad \text{при} \quad 0,780 \leqslant \rho_{н.ст} \leqslant 0,845,$$

где $\rho_{н.ст}$ – плотность нефти при стандартных условиях, т.е. при P = 0,1013 МПа и T = 293 К. Вязкость нефти при любой температуре T может быть определена по ее известной величине при другой температуре по формулам

$$\lg \mu_т = \frac{\lg C - \lg \mu_{т_0}}{1 + a(T - T_0)(\lg C + \lg \mu_{т_0})} - \lg C \quad \text{или} \quad \mu_т = \frac{1}{C}[C\mu_{т_0}]^{[1+a(T-T_0)\lg C/\mu_{т_0}]^{-1}}, \tag{16.6}$$

где $\mu_т$ – вязкость нефти при искомой температуре, мПа · с; $\mu_{т_0}$ – известная вязкость нефти при температуре T_0; T – заданная температура, К; a и C – постоянные коэффициенты, определяемые из следующих условий:

при $\mu_т \geqslant 1000$ мПа · с $a = 2,52 \cdot 10^{-3}$ 1/град, C = 10 1/МПа,

при $10 \leqslant \mu_т \leqslant 1000$ мПа · с $a = 1,44 \cdot 10^{-3}$ 1/град, C = 100 1/МПа,

при $\mu_т \leqslant 10$ мПа · с $a = 0,76 \cdot 10^{-3}$ 1/град, C = 1000 1/МПа.

Вязкость газонасыщенных нефтей при пластовой температуре и давлении насыщения в зависимости от газосодержания определяется по формуле

$$\mu_{пл.г} = A\mu_т^B, \tag{17.6}$$

где $\mu_т$ – вязкость нефти при $T = T_{пл}$ и $P_{ат}$, мПа · с; A и B графические зависимости между этими коэффициентами и газосодержанием нефти Г. Эти графические зависимости аналитически выражаются в виде

при $\Gamma < 130$ м³/м³ $\quad A = [1 + 0,01161\ \Gamma]^{-1}$,

$130 \leqslant \Gamma \leqslant 190$ $\quad A = 1,7571[1 + 0,02625\ \Gamma]^{-1}$,

$190 \leqslant \Gamma \leqslant 250$ $\quad A = 0,6882[1 + 0,00706\ \Gamma]^{-1}$,

$\Gamma \geqslant 250$ $\quad A = 0,3652[1 + 0,00189\ \Gamma]^{-1}$, (18.6)

при $\Gamma \leqslant 70$ м³/м³ $\quad B = \left[\frac{4113}{\Gamma^2} + \frac{128,3}{\Gamma}\right]^{0,5} - 64,13/\Gamma$,

$70 \leqslant \Gamma \leqslant 280$ $\quad B = [7033/\Gamma^2 + 156,6/\Gamma]^{0,5} - 83,87/\Gamma$,

$\Gamma > 280$ $\quad B = [7608,4/\Gamma^2 + 350,8/\Gamma]^{0,5} - 275,83/\Gamma$, (19.6)

где Г – отношение объема растворенного в нефти газа при $T_{пл}$ и давлении насыщения к объему дегазированной нефти. Объемы газа и нефти должны быть приведены к стандартным условиям.

Характер изменения вязкости пластовой нефти от давления показан на рис. 142, из которого видно, что выше давления насыщения с ростом давления вязкость увеличивается. Это связано с тем, что с ростом давления выше давления насыщения коли-

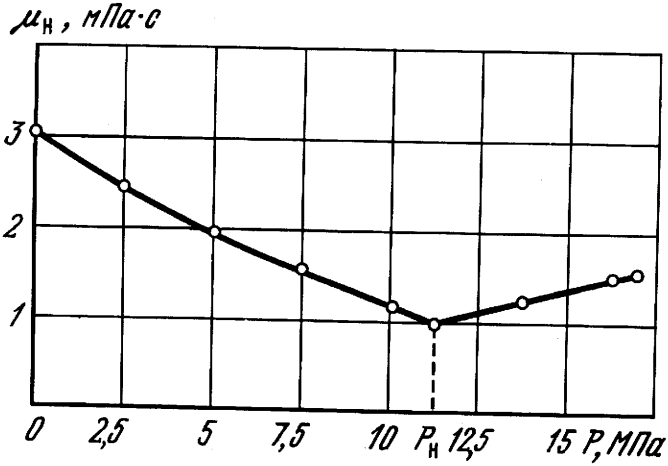


Рис. 142. Зависимость вязкости μ пластовой нефти от давления

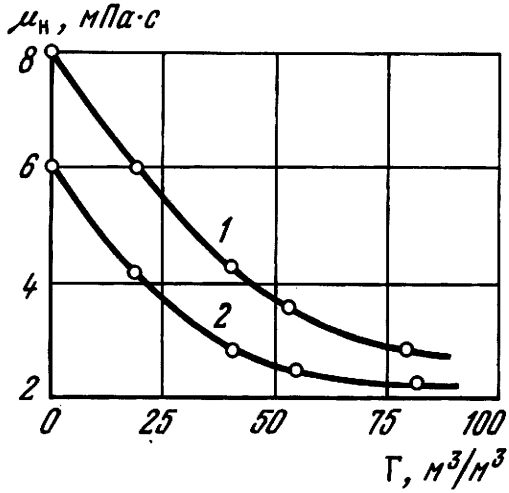


Рис. 143. Зависимость вязкости μ нефти от количества растворенного газа при различных температурах: 40 (*1*) и 60 (*2*) °С

чество растворенного в нефти газа не увеличивается и повышение давления приводит к росту вязкости растворенного газа, следовательно и газонефтяной смеси. На величину вязкости существенно влияют температура и количество растворенного газа. Зависимость вязкости от температуры и количества растворенного газа показана на рис. 143. Учитывая, что нефти различных месторождений существенно различаются по физическим свойствам, целесообразнее для определения вязкости при различных T и Г в качестве основного способа использовать расчетный метод по формулам (16.6)–(19.6).

Аналитическая зависимость между давлением и вязкостью выражается уравнением:

$$\mu_{пл} = \mu_{пл.н} + \delta(P_{пл} - P_{нас}) / 0{,}1013, \qquad (20.6)$$

где $\mu_{пл}$ – вязкость пластовой нефти при $P_{пл}$ и $T_{пл}$ в области $P_{пл} > P_{нас}$; $\mu_{пл.н}$ – вязкость нефти при $T_{пл}$ и давлении насыщения $P_{нас}$; $P_{нас}$ – давление насыщения при $T = T_{пл}$; δ – коэффициент пропорциональности между $\mu_{пл}$ и пластовым давлением, определяемый

по формуле

$$\begin{aligned}
&\text{при } \mu_{пл.н} < 5 \text{ мПа} \cdot \text{с} && \delta = 0{,}00114\,\mu_{пл.н},\\
&\text{при } 5 \leqslant \mu_{пл.н} \leqslant 10 \text{ мПа} \cdot \text{с} && \delta = 0{,}057 + 0{,}023(\mu_{пл.н} - 5),\\
&\text{при } 10 \leqslant \mu_{пл.н} \leqslant 25 \text{ мПа} \cdot \text{с} && \delta = 0{,}171 + 0{,}031(\mu_{пл.н} - 10),\\
&\text{при } 25 \leqslant \mu_{пл.н} \leqslant 45 \text{ мПа} \cdot \text{с} && \delta = 0{,}643 + 0{,}045(\mu_{пл.н} - 25),\\
&\text{при } 45 \leqslant \mu_{пл.н} \leqslant 75 \text{ мПа} \cdot \text{с} && \delta = 1{,}539 + 0{,}058(\mu_{пл.н} - 45),\\
&\text{при } 75 \leqslant \mu_{пл.н} \leqslant 85 \text{ мПа} \cdot \text{с} && \delta = 3{,}286 + 0{,}100(\mu_{пл.н} - 75),
\end{aligned} \qquad (21.6)$$

Пример. Определить вязкость нефти при $\mu_{пл.н} = 6$ мПа · с; $P_{пл} = 17$ МПа; $P_{нас} = 14$ МПа.
В интервале $5 \leqslant \mu_{пл.н} \leqslant 10$ мПа · с коэффициент δ определяется по формуле

$\delta = 0{,}057 + 0{,}023(6 - 5) = 0{,}080$ и $\mu_{пл} = \mu_{пл.н} + 0{,}08/0{,}1013 = 6{,}8$ мПа · с.

6.3.4. Теплоемкость нефти

Теплоемкость нефти зависит от давления, температуры и количества растворенного газа. В интервале изменения температуры до 533 К изобарная теплоемкость нефти C_P при заданной температуре может быть определена по формуле

$$C_P = 1{,}5072[1 + (T + 50)/100 \cdot (1{,}14 - \rho_{н.ст})] \text{ кДж/к.град}, \qquad (22.6)$$

где $\rho_{н.ст}$ – плотность нефти при стандартных условиях.

Средняя теплоемкость нефти в интервале температур $T_1 - T_2$ может быть определена по формуле

$$C_P = 1{,}444 + 0{,}00184(T_1 - T_2)(2{,}10475 - \rho_{н.ст}). \qquad (23.6)$$

В более широком диапазоне изменения температур $T = 258 \div 773$ К величину C_P можно вычислить по формуле

$$C_P = [0{,}55\Phi + 0{,}35][2{,}9532 - 1{,}3217\rho_{н.ст} + T(0{,}613 - 0{,}229\rho_{н.ст}) \cdot 10^{-2}], \qquad (24.6)$$

где Φ – характеристический фактор (показатель группового состава нефти), определяемый по формуле

$$\Phi = 1{,}2251(T_{ср} - T_н)^{1/3}/(\rho_{н.ст} + 0{,}0092). \qquad (25.6)$$

$T_{ср}$ – средняя усредненная температура кипения, определяемая формулой

$$T_{ср.к} = (T_{ср.м} + T_{ср.к})/2, \qquad (26.6)$$

где $T_{ср.м} = \Sigma T_{к.i} x_i$; x_i – молярная доля i-го компонента; $T_{кi}$ – температура кипения чистого компонента при атмосферном давлении.

$$T_{ср.к} = [\Sigma r_i (T_{кi} + T_н)^{1/3}]^3 - T_н, \qquad (27.6)$$

где r_i – объемная доля i-го компонента; $T_н$ – нормальная температура $T_н = 273{,}15$ К.

Приближенно величина Φ может быть определена формулой

$$\Phi = [10{,}1456 + 1{,}79\rho_{н.ст} - 373/M_н]/\rho_{н.ст}, \qquad (28.6)$$

где $M_н$ – молекулярная масса нефти.

Формула (28.6) дает около 4% погрешности при давлении до $P = 1{,}5$ МПа.

6.3.5. Теплопроводность нефти

При атмосферном давлении и диапазоне изменений температуры $T = 293 \div 473$ К теплопроводность нефти определяется эмпирической формулой

$$\lambda_т = (0{,}1233 + 0{,}635 \cdot 10^{-3} n)[1 - (T - 30)(0{,}491 - 0{,}447\rho_{н.ст}) \cdot 10^{-2}] \text{ Вт/м} \cdot \text{град}, \quad (29.6)$$

где n – массовая доля твердых парафинов в нефти, %.

6.3.6. Сжимаемость нефти. Объемный коэффициент

Нефть обладает упругостью и изменяет свой объем под давлением. Упругость нефти измеряется коэффициентом сжимаемости или объемной упругостью. Коэффициент сжимаемости нефти определяется формулой

$$\beta_н = -\frac{1}{\upsilon}\frac{\Delta\upsilon}{\Delta P}, \quad (30.6)$$

где υ – исходный объем нефти, м^3; $\Delta\upsilon$ – изменение объема нефти при изменении давления на величину ΔP. Коэффициент сжимаемости нефти зависит от состава нефти, давления и температуры. Если нефть не содержит растворенный газ, она обладает

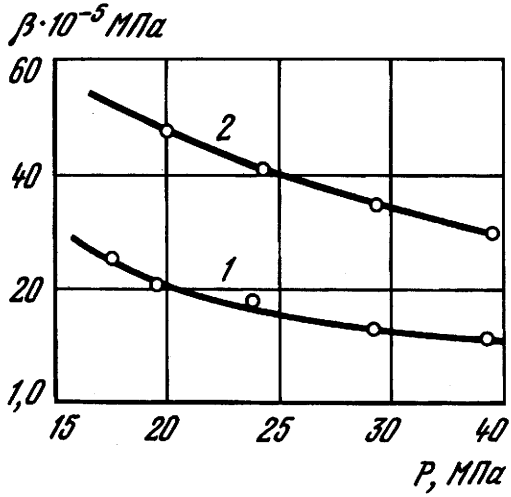


Рис. 144. Зависимость коэффициента сжимаемости β нефти Новодмитриевского месторождения с плотностью 809 кг/м^3 от давления при различных температурах: 40 (*1*) и 120 (*2*) °С

низким коэффициентом сжимаемости. Чем выше температура, тем больше коэффициент сжимаемости. Изменения $\beta_н$ от давления при различных температурах показано на рис. 144. Объемный коэффициент нефти характеризует отношение объемов нефти в пластовых условиях и на поверхности, т.е.

$$b = \upsilon_{пл}/\upsilon_{дег}, \quad (31.6)$$

где $\upsilon_{пл}$,$\upsilon_{дег}$ – объемы нефти в пластовых условиях и после дегазации при стандартных условиях. По известной величине объемного коэффициента определяют коэффициент усадки нефти

$$U = (b - 1) \cdot 100/b. \quad (32.6)$$

Усадка добываемых в Российской Федерации нефтей достигает 40–50%. Как правило, коэффициент усадки определяется экспериментально.

6.3.7. Растворимость газов в нефти

От количества растворенного газа зависят все основные свойства нефтей. Как правило, газонасыщенность нефтей определяется экспериментальным путем. Растворимость газа в нефти зависит от составов газа и нефти, от давления и температуры. Для сравнительно небольших давлений и температур растворимость газов в нефти подчиняется закону Генри, согласно которому для заданной температуры растворимость линейно зависит от давления:

$$\upsilon_г = \alpha P \upsilon_н, \qquad (33.6)$$

где α – коэффициент растворимости, м^3/т; $\upsilon_н$, $\upsilon_г$ – объем нефти и газа соответственно. Количество газа, выделяющегося из единицы объема нефти при снижении давления на 0,1013 МПа, называют коэффициентом разгазирования. По мере снижения давления коэффициент разгазирования увеличивается. Процесс разгазирования имеет две формы: контактный (одноступенчатый) процесс и процесс дифференциальный (многоступенчатый). Количество растворяющегося в нефти газа или выделяющегося из нее при одних и тех же термодинамических условиях зависит от формы процессов разгазирования. Контактным называется процесс, при котором весь выделяющийся газ находится в контакте с нефтью. При дифференциальном процессе весь газ, выделяющийся из нефти, непрерывно отводится из системы. При этом состав нефтегазовой смеси в процессе разгазования непрерывно изменяется. Обычно вместо строго дифференциального процесса используют ступенчатое (многократное) разгазирование.

Как правило, при дифференциальном процессе разгазования количество остающегося в нефти в растворенном состоянии газа при одинаковых давлениях оказывается больше, чем при контактном процессе. Это связано с преимущественным переходом в паровую фазу метана в начале процесса дегазации. С удалением метана из системы увеличивается содержание тяжелых углеводородов в составе оставшегося газа.

6.3.8. Определение физических свойств пластовых вод

Часто встречаются случаи, когда при эксплуатации газоконденсатных, газовых и газонефтяных скважин происходит одновременный приток газа и воды. Для установления правильного технологического режима работы скважины необходимо знать некоторые физико-химические свойства воды: плотность, минерализацию, вязкость, состав, сжимаемость и др.

6.3.8.1. Плотность пластовых вод

Плотность воды определяется как отношение массы к единице объема воды. Плотность пластовой воды зависит от минерализации (количества растворенных солей), температуры и давления. С ростом минерализации и давления плотность возрастает, а с увеличением температуры – уменьшается.

На рис. 145 показана зависимость плотности пластовых вод от их суммарной солености. Растворенные в пластовой воде газы практически не влияют на плотность, так как вес растворенного газа ничтожно мал. Величину плотности пластовой воды можно получить, разделив плотность в нормальных условиях на пластовый объемный коэффициент этой воды.

Установлено, что плотность воды при атмосферном давлении и температуре T = 273 К равна $\rho_в$ = 0,999841 кг/10^{-3} м^3; при T = 276,93 К $\rho_в$ = 0,999973 кг/10^{-3} м^3 и при T = 293 К $\rho_в$ = 0,998203 кг/10^{-3} м^3. Максимальную плотность вода имеет при T = 276,98 К. Выше и ниже этой температуры плотность уменьшается примерно на 10%, т.е. при затвердевании вода не сжимается, а расширяется. Некоторые физические параметры воды приведены в табл. 90.

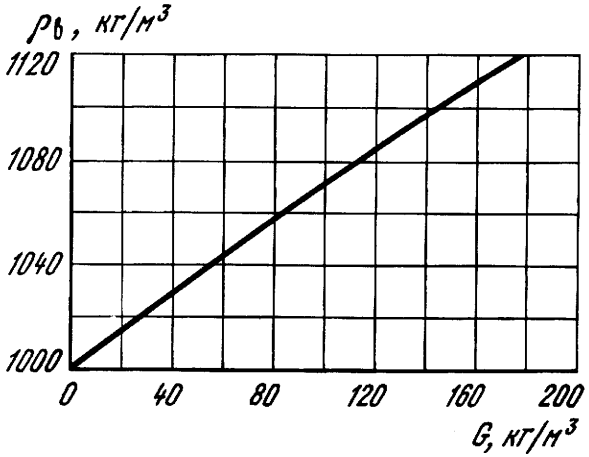


Рис. 145. Зависимость плотности ρ воды от количества растворенных в ней минералов G

Таблица 90

Некоторые физические постоянные воды

Параметр	Единица измерения	Значение
Молекулярная масса	–	18,016
Температура максимальной плотности при P = 0,1 МПа	°С	3,98
Плотность воды при	$(кг/м^3) \cdot 10^{-3}$	
T = 273 К		0,999841
T = 276,98 К		1,000000
T = 293 К		0,998203
Плотность льда	$(кг/м^3) \cdot 10^{-3}$	0,916800
Масса насыщенного при T = 373 К и P = 0,1 МПа пара	$(кг/м^3) \cdot 10^{-3}$	0,597400
Критическая температура воды	°С	374,2000
Критическое давление воды	МПа	21,8500
Критическая плотность	$(кг/м^3) \cdot 10^{-3}$	0,324000
Удельная теплоемкость при P = 0,1 МПа	кДж/кг · град	
воды при T = 288 К		4,18680
льда при T = 273 К		2,03897
Мольная теплоемкость при P = 0,1 МПа	кДж/моль · град	
пара при T = 373 К		75,3624
пара при T =288 К		75,5624
Скрытая теплота	кДж/кг	
плавления льда при T = 273 К		333,6880
парообразования при T = 273 К		6,01240
Вязкость воды при	мПа · с	
T = 273 К		1,7890
T = 293 К		1,6500
Поверхностное натяжение при T = 293 К (вода–воздух)	Н/м	72,53
Криоскопическая постоянная	–	1,85
Диэлектрическая постоянная при	–	
T = 273 К		88,20
T = 293 К		80,40
T = 373 К		55,10
Удельная электропроводность при	$1/Ом \cdot 10^{-2}$ м	
T = 273 К		$1,5 \cdot 10^{-8}$
T = 293 К		$4,3 \cdot 10^{-8}$
T = 323 К		$18,70 \cdot 10^{-8}$

6.3.8.2. *Вязкость пластовых вод*

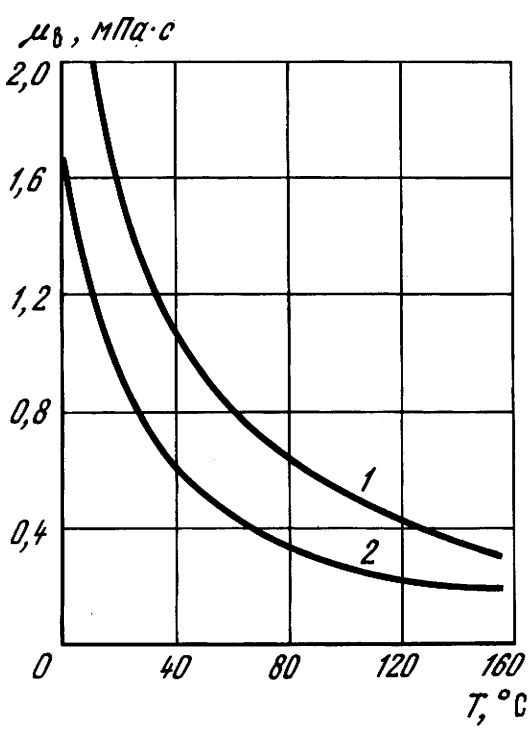
Вязкость пластовых вод определяется в лабораторных условиях по глубинным пробам воды с указанием температуры, давления, содержания и состава растворенных газов и минералов. Вязкость воды в пластовых условиях зависит в основном от температуры и концентрации растворенных солей. Влияние давления на вязкость воды незначительно (табл. 91). Из-за ограниченного количества газов, растворенных в

Таблица 91

Вязкость воды при различных P и T

P, МПа	$\mu_в$, мПа · с при температуре				P, МПа	$\mu_в$, мПа · с при температуре			
	273	283	303	348 К		273	283	303	348 К
0,1	1,792	1,400	0,871	0,396	149,1	1,670	1,330	0,950	0,443
49,7	1,680	1,350	0,895	0,411	198,8	1,710	1,350	0,986	0,461
99,4	1,650	1,330	0,921	0,428					

пластовой воде, ее вязкость при насыщении газом незначительно уменьшается. Характер изменения вязкостей пресной воды при давлении 0,1 МПа и пластовой воды с минерализацией 210 кг/м^3 при давлениях 15–40 МПа от температуры показан на рис. 146, из которого видно, что увеличение давления в 150–400 раз и минерализации в 210 раз приводит к росту динамической вязкости пресной воды на 10–20%. На рис. 147 приведена зависимость вязкости минерализованной воды от содержания



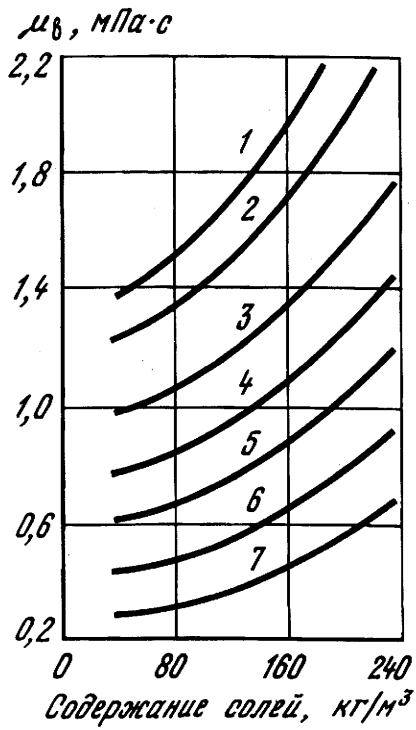


Рис. 146. Изменение вязкости μ пресной воды при P = 0,1 МПа (*1*) и пластовой воды с минерализацией 210 кг/м^3 при P = 15 ÷ 40 МПа (*2*) от температуры

Рис. 147. Зависимость вязкости μ минерализованной воды от содержания солей при различных температурах: 5 (*1*), 10 (*2*), 20 (*3*), 30 (*4*), 40 (*5*), 50 (*6*) и 60 (*7*) °С

солей при различных температурах. Значения вязкости, найденные из этой зависимости, могут быть использованы при приближенных расчетах движения пластовых вод в пористой среде и по трубам.

6.3.8.3. Сжимаемость пластовых вод

Пластовые воды под воздействием давления изменяют свой объем. Сжимаемость вод характеризуется коэффициентом сжимаемости, который при постоянной температуре определяется по формуле.

$$\beta = \Delta\upsilon/\upsilon\Delta P, \tag{34.6}$$

где $\Delta\upsilon$ – изменение объема воды при изменении давления на ΔP (в Па); υ – объем воды в условиях опыта, м^3.

На сжимаемость воды влияет количество газа, растворенного в воде. Сжимаемость воды с учетом количества растворенного газа определяется по формуле

$$\beta = \beta_0(1 + 0{,}05S), \tag{35.6}$$

где β – сжимаемость воды с растворенным в ней газом; β_0 – сжимаемость воды, не содержащей газа; S – коэффициент растворимости газа в пластовой воде, м^3/м^3.

На рис. 148 приведен график сжимаемости чистой воды, рассчитанной по таблицам свойств водяного пара. Для определения коэффициента сжимаемости пресной воды или соленой воды при давлении выше давления насыщения, т.е. когда раствор не полностью насыщен газом, следует пользоваться поправочным множителем,который является функцией только количества растворенного газа. Можно также ввести поправку, учитывающую влияние растворенного газа,применяя данные рис. 149 для чистой воды и умножая эти данные на следующий множитель $x = 1 + Г/20{,}3$, где Г – газовый фактор, м^3/м^3.

Однако при давлении ниже давления насыщения водогазовой смеси газ выделяется из раствора и в результате этого при низких давлениях сжимаемость водногазовой смеси значительно увеличивается. Величина этого эффекта для чистой воды, насыщенной природным газом при различных давлениях, показана на рис. 150. При низких давлениях насыщения этот эффект может быть более чем пятикратным.

Эффективный коэффициент сжимаемости водогазовой смеси, находящейся при давлении ниже своего давления насыщения, можно приближенно, но с достаточной точностью, определить, пользуясь следующим методом:

1) рассчитывают пластовые объемные коэффициенты насыщенной газом пластовой воды при давлении насыщения $P_в$ и при более низком давлении P;

2) при помощи рис. 151 и 152 определяют количество газа выделившегося из раствора при более низком давлении;

3) количество выделившегося газа умножают на пластовый объемный коэффициент b газа при давлении P; получают обусловленные наличием свободного газа слагаемые суммарного (двухфазного) пластового объемного коэффициента

$$K_д = K_в - K;$$

4) вычисляют сумму слагаемых суммарного пластового объемного коэффициента, соответствующих свободному газу и жидкости, которая равна суммарному пластовому объемному коэффициенту смеси при более низком давлении

$$K_t = K_L + K_g;$$

5) определяют средний коэффициент сжимаемости для интервала давлений от $P_в$ до P

$$C = \frac{\upsilon_2 - \upsilon_1}{\upsilon_1(P_1 - P_2)} = \frac{K_L + K_g - K_{Lb}}{K_{Lb}(P_в - P)},$$

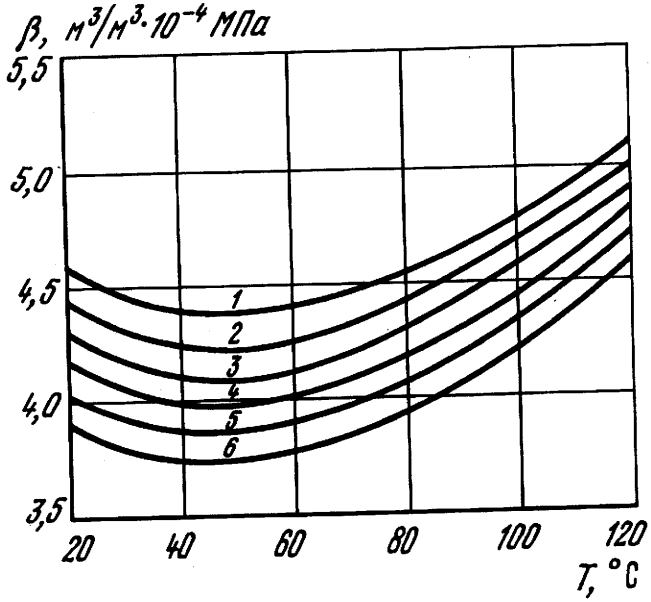


Рис. 148. Зависимость сжимаемости β чистой воды при различных давлениях: 7 (*1*), 14 (*2*), 21 (*3*), 28 (*4*), 35 (*5*) и 42 (*6*) МПа

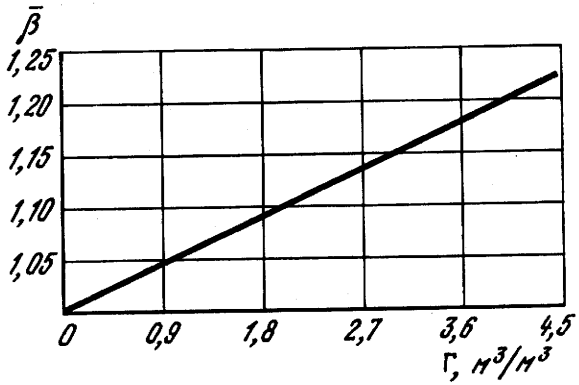
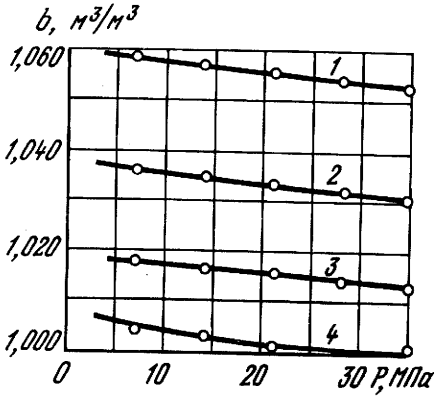


Рис. 149. Поправочный коэффициент $\bar{\beta}$ на сжимаемость, учитывающий влияние растворенного газа по сравнению с жимаемостью пресной воды

где K_L – пластовый объемный коэффициент соленой воды, насыщенной газом, м³/м³; K_g – слагаемое пластового объемного коэффициента, обусловленное выделением газа, ранее растворенного в соленой воде, м³/м³; $K_t = K_L + K_g$ – суммарный (двухфазный) пластовый объемный коэффициент смеси воды, насыщенной газом и свободного газа, выделившегося из водного раствора, м³/м³; C – коэффициент сжимаемости водогазовой смеси м³/м³; $(P_в - P)$ – понижение давления, начиная от давления насыщения $P_в$, кг/см², индекс b относится к величине сжимаемости при давлении насыщения;

6) для газа, выделившегося из водного раствора, в качестве пластового объемного коэффициента берут газовый и пластовый объемный коэффициент метана (см. рис. 151), так как метан более растворим в воде, чем тяжелые компоненты газа (см. рис. 155);

7) коэффициент сжимаемости пластовой воды между двумя давлениями, из кото-



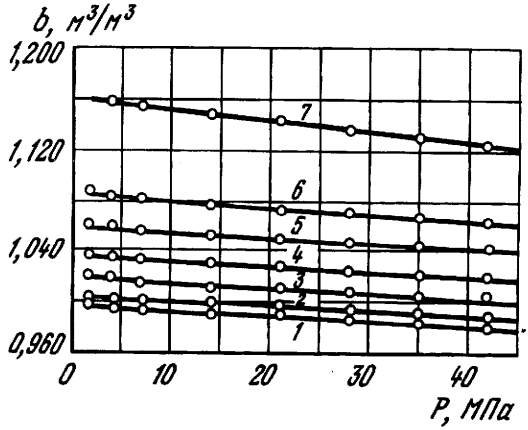


Рис. 150. Зависимость пластового объемного коэффициента *b* пресной воды, насыщенной природным газом при различных давлениях и температурах: 311,0 (*1*), 338,6 (*2*), 366,4 (*3*) и 394,2 (*4*) К

Рис. 151. Зависимость пластового объемного коэффициента *b* пресной дегазированной воды от давления при различных температурах: 273,15 (*1*), 311,0 (*2*), 338,6 (*3*), 366,4 (*4*), 394,2 (*5*), 422,0 (*6*), 477,5 (*7*) К

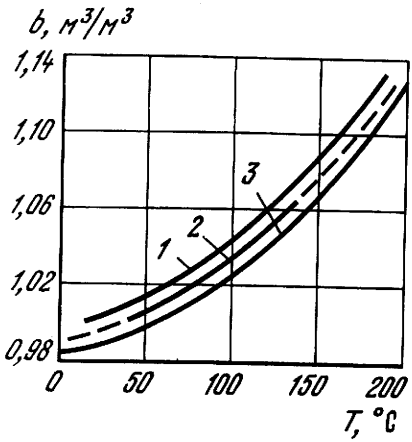


Рис. 152. Зависимость пластового объемного коэффициента *b* от температуры

1 – при давлении упругости паров; *2*, *3* – пресная вода при *P* = 35 МПа: *2* – насыщенная природным газом, *3* – ненасыщенная природным газом

рых P_2 ниже, а P_1 выше давления насыщения, определяют по следующей формуле:

$$C = [K_{t_2} - K_{t_1}] / [P_1 - P_2] \cdot K_{t_1},$$

где K_{t_2} – пластовый объемный коэффициент при давлении P_2 и температуре t_2; K_{t_1} – пластовый объемный коэффициент при давлении P_1 и той же температуре.

При проведении этого расчета также предполагают, что давление насыщения пластовой погребенной воды равно давлению насыщения той нефти, с которой она соприкасается в нефтяном пласте.

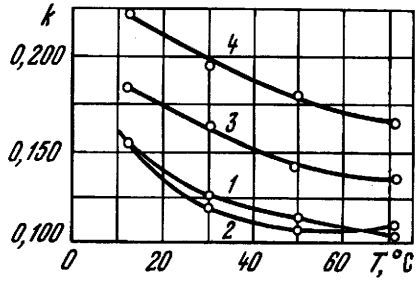
6.3.8.4. Растворимость природных газов в воде

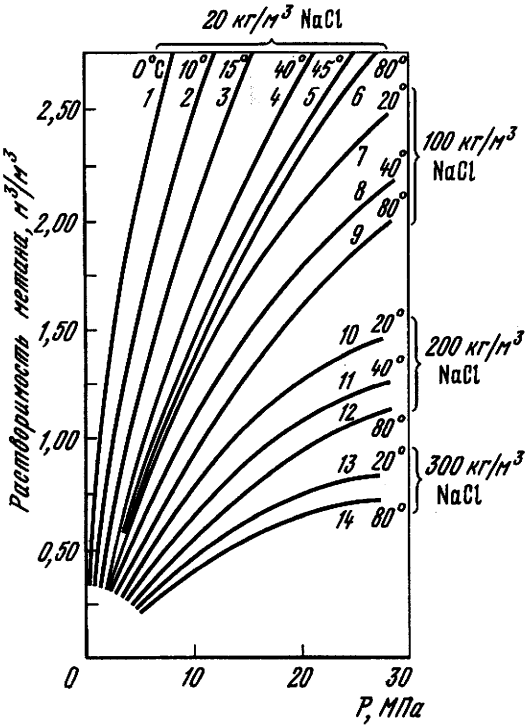
Растворимость газов в воде определяется количеством газа, растворяющегося в 1м³ воды при $T = 20°C$ и $P = 0{,}1$ МПа. Она характеризуется коэффициентом *b* и зависит от температуры и давления

$$b = \upsilon_г / M_в, \qquad (36.6)$$

где $\upsilon_г$ – объем растворенного в воде газа при нормальных условиях, м³; $M_в$ – масса воды, кг.

Рис. 153. Зависимость коэффициента высаливания k от температуры для метана (*1*), азота (*2*), этана (*3*), пропана (*4*)





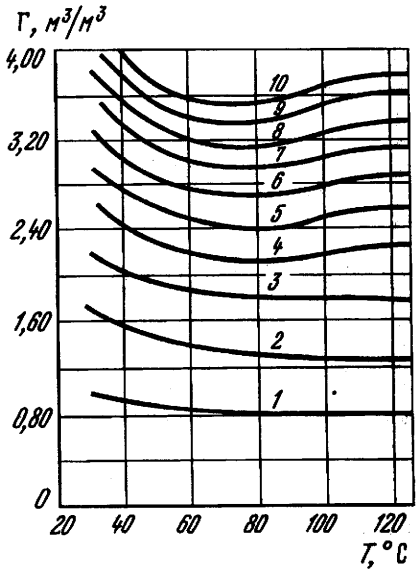


Рис. 154. Растворимость метана в пластовой воде с условной соленостью NaCl: 20 (*1–6*), 100 (*7–9*), 200 (*10–12*) и 300 (*13, 14*) кг/м^3 при различных температурах

Рис. 155. Зависимость растворимости природного газа Г в пресной воде от температуры при различных давлениях: 3,5 (*1*), 7,0 (*2*), 10,5 (*3*), 14,0 (*4*), 17,5 (*5*), 21,0 (*6*), 24,5 (*7*), 28,0 (*8*), 31,5 (*9*), 35,0 (*10*) МПа

Содержание растворенного газа (в молярных долях) определяют по формуле

$$N_i = n_i / (\Sigma n_i + n_в), \qquad (37.6)$$

где n_i – число молей, i-го компонента в воде; $n_в$ – число молей воды. При нормальных условиях объем одного моля идеального газа равен 22416, а молекулярная масса воды – 18,06. Тогда

$$N_i = b_i / (\Sigma b_i + 1244). \qquad (38.6)$$

Для многих газов $\Sigma b_i \leqslant 10$ и поэтому по сравнению с 1244 величиной Σb_i можно пренебречь. Тогда, $N_i = 0{,}804 \cdot 10^{-3} b_i$.

Растворимость газов в пластовой воде зависит не только от ее температуры и минерализации, но и от составов растворенных солей и газов. Обширных экспериментальных данных о растворимости газов в минерализованных водах нет. Поэтому при

отсутствии данных о растворимости газов в водах по конкретному месторождению следует пользоваться значениями коэффициентов растворимости газов в дистиллированной воде с учетом температуры и внести поправку на минерализацию по формуле

$$\alpha = \alpha_0 \cdot 10^{-kc}, \qquad (39.6)$$

где α и α_0 – мольные доли растворимости газа в минерализованной и дистиллированной водах; k – коэффициент высаливания; c – концентрация соли в грамм-эквивалентах на 1 л пластовой воды при $T = 293$ К.

Значение коэффициента высаливания k зависит от состава газа и температуры воды (рис. 153). Следовательно, величина k для водных растворов NaCl при различных температурах показывает, что для интервала температур $353 \leqslant T \leqslant 413$ К коэффициент $k = 0{,}1$. В пределах температур $283 \leqslant T \leqslant 353$ К величины коэффициента k для метана, азота, этана и пропана будут соответственно равны $0{,}10 \leqslant k_{CH_4} \leqslant 0{,}15$; $0{,}10 \leqslant k\,\mathrm{N} \leqslant 0{,}15$; $0{,}13 \leqslant k_{C_2H_6} \leqslant 0{,}18$ и $0{,}165 \leqslant k_{C_3H_8} \leqslant 0{,}220$.

Растворимость CO_2 в пластовых водах незначительна. Опыты показывают, что в водах различной степени минерализации при $273 \leqslant T \leqslant 333$ К и $P = 0{,}1$ МПа растворимость CO_2 составляет 0,2–1,7 м^3/м^3 воды. Причем, чем выше минерализация и температура воды, тем ниже растворимость CO_2. Например, при температурах 293–333 К и минерализации воды 3,5 моль NaCl на 1 л воды растворимость CO_2 меняется от 0,2 до 0,4 м^3/м^3.

В пластовых водах растворяется значительное количество сероводорода H_2S. Например, в водах Оренбургского газоконденсатного месторождения растворено 1–3 м^3/м^3 сероводорода, что составляет 30–40% от общего объема растворенных газов. Опыты показывают, что растворимость H_2S в воде при $P = 0{,}1$ МПа, $293 \leqslant T \leqslant 333$ К и минерализации воды в соотношениях 2–5 моль на 1 л воды составляет 0,5–1,6 м^3/м^3.

На газовых месторождениях пластовые воды, как правило, насыщены в основном метаном. Поэтому на рис. 154 показана растворимость метана в пластовой воде с условной соленостью NaCl 20, 100, 200 и 300 кг/м^3 воды при температурах $T = 293$, 313, 333 и 353 К. Растворимость природного газа в воде показана на рис. 155.

6.3.8.5. Тепловое расширение воды

Тепловое расширение воды можно представить в виде зависимостей объемного фактора от температуры. Тепловое расширение воды при любых заданных условиях

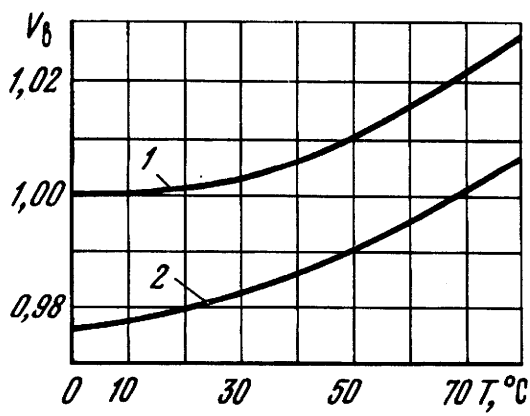


Рис. 156. Зависимость объема воды от температуры при различных давлениях: 0,1 (*1*), 50 (*2*) МПа

определяется углом наклона кривой. Тепловое расширение пресной воды при постоянном давлении можно выразить следующим образом:

$$\alpha_т = \frac{1}{\upsilon}\left[\frac{\Delta\upsilon}{\Delta T}\right]_р, \qquad (40.6)$$

где $\alpha_т$ – коэффициент теплового расширения воды, 1/град; υ – объем воды, м^3; $\Delta\upsilon$ – изменение объема от температуры воды, м^3. Для пластовых вод $\alpha_т$ колеблется в пределах (18–90) · 10^{-5} 1/град. На тепловое расширение воды существенное влияние, помимо давления, оказывает растворимость газа в воде, а также минерализация воды. Изменение объема воды от температуры показано на рис. 156.

6.3.8.6. Объемный коэффициент (фактор) пластовой воды

Объемный коэффициент зависит от давления и температуры. В соответствии с сжимаемостью и тепловым расширением увеличение давления приводит к уменьшению объемного фактора воды, а повышение температуры при P = const увеличивает ее объемный фактор.

Объемный коэффициент пластовой воды $\beta_{пл}$ определяется формулой

$$\beta_{пл} = \upsilon_{пл} / \upsilon_{ст} = \rho_{ст} / \rho_{пл}, \qquad (41.6)$$

где $\rho_{пл}$, $\rho_{ст}$ – плотности воды при пластовых и стандартных условиях. При повышенном давлении и температуре пресная вода содержит растворенный газ.

Таблица 92

Пластовые объемные коэффициенты воды при различных P и T

Абсолютное давление насыщения – P, МПа	Пластовый объемный коэффициент, м^3/м^3			
	310,8 К	338,6 К	366,3 К	394,1 К
	Вода, насыщенная природным газом			
35,2	0,9989	1,0126	1,0321	1,0522
28,1	1,0003	1,0140	1,0316	1,0537
21,1	1,0017	0,0154	0,0345	1,0552
14,1	1,0031	1,0168	1,0345	1,0568
7,0	1,2045	1,0183	1,0361	1,0584
	Чистая вода			
35,2	0,9910	1,0039	1,0210	1,0418
28,1	0,9938	1,0067	1,0240	1,0452
21,1	0,9966	1,0095	1,0271	1,0487
14,1	0,9995	1,0125	1,0304	1,0523
7,0	1,0025	1,0153	1,0335	1,0560
Давление насыщенного водяного пара	1,0056	1,0187	1,0370	1,0598

Пластовые объемные коэффициенты чистой воды и воды, насыщенной природным газом, приведены в табл. 92.

Чтобы получить пластовый объемный коэффициент пресной воды, насыщенной газом, надо прибавить эту разность к пластовому объемному коэффициенту чистой воды, определенному по рис. 155. Если требуется ввести поправку на соленость, то

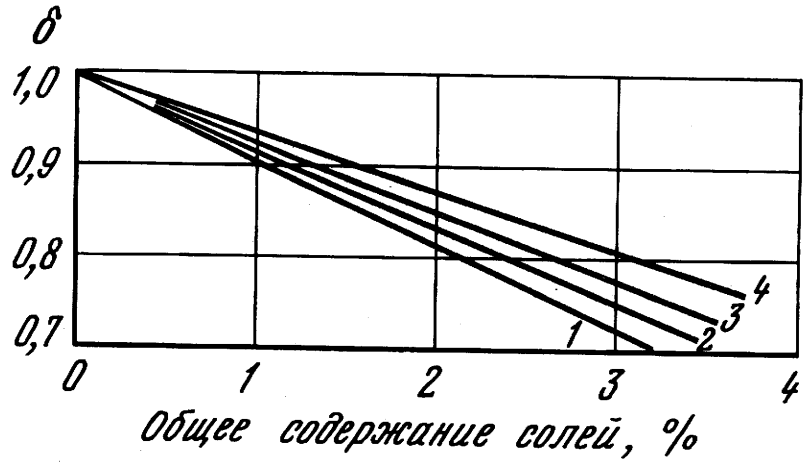


Рис. 157. Поправка на соленость δ при определении растворимости газа в пластовой воде относительно его растворимости в пресной воде при различных температурах: 40 (*1*), 65 (*2*), 95 (*3*), 120 (*4*) °С

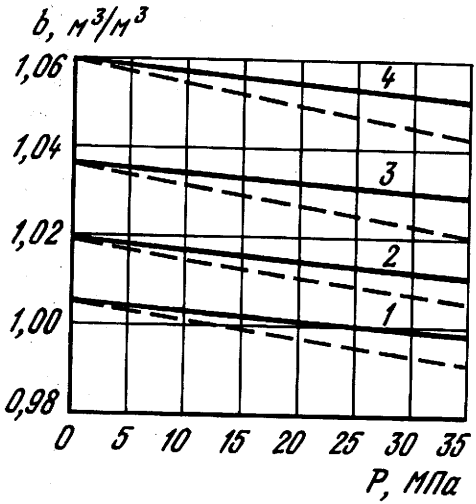


Рис. 158. Зависимость пластового объемного коэффициента пресной воды от давления при различных температурах: 40 (*1*), 65 (*2*), 95 (*3*), 120 (*4*) °С

Сплошные линии – с растворенным газом, пунктирные – без растворенного газа

следует умножить данные рис. 155 на поправочный множитель, зависящий от солености, который определяется при помощи рис. 157. При определении пластовых объемных коэффициентов вод нефтяных пластов предполагается, что разность между объемными коэффициентами пресной и соленой вод равна разности между объемным коэффициентом пресной воды, насыщенной газом и объемным коэффициентом чистой воды (рис. 158), помноженной на относительное содержание растворенного газа (определенное по рис. 155). Тем самым предполагается, что увеличение объема воды в результате растворения в ней газа прямо пропорционально концентрации солей.

На рис. 158 показаны зависимости пластовых объемных коэффициентов вод от давления. В каждой паре линий на рис. 158 верхняя кривая дает величину пластового объемного коэффициента пресной воды, содержащей растворимый газ. Нижняя кривая каждой пары дает величины пластовых объемных коэффициентов чистой воды, не содержащей растворенного газа.

При наличии в воде соли, увеличение минерализации воды приведет к уменьшению объемного фактора. Объемный фактор используется для оценки объема воды в поровом пространстве пласта. Особое значение пластовый объемный фактор имеет для расчета методом материального баланса.

6.3.8.7. Поверхностное натяжение

Поверхностное натяжение измеряется силой, отнесенной к единице длины и направленной по касательной к поверхности жидкости. При повышении температуры и давления поверхностное натяжение уменьшается. Оно также зависит от природы граничащей среды. Жидкости бывают смачивающими, у них сила сцепления с твердым телом больше, чем с жидкостью (например, вода), и несмачивающими, у которых эта сила меньше (например, ртуть).

Поверхность смачивающей жидкости изгибается у стенки твердого тела, поднимаясь вдоль нее (вогнутый мениск), а несмачивающей жидкости – опускаясь вдоль стенки (выпуклый мениск). Поверхностное давление при вогнутом мениске меньше, а при выпуклом больше по сравнению с поверхностным давлением при плоской поверхности. В связи с этим в тонких сосудах (капиллярах) возникает добавочное капиллярное давление, положительное у несмачивающих и отрицательное у смачивающих жидкостей

Для круглых капилляров высота капиллярного поднятия

$$h = 2\sigma\cos\varphi / \rho r g, \tag{42.6}$$

где h – высота капиллярного поднятия, м; σ – величина поверхностного натяжения, Н/м; r – радиус капилляра, м; ρ – плотность жидкости, кг/м^3; g = 9,8 м/с^2; φ – угол между стенкой капилляра и касательной мениска, проведенной в самой верхней точке его соприкосновения со стенкой капилляра. Высота капиллярного поднятия между двумя плоскими вертикальными поверхностями в 2 раза меньше:

$$h = \sigma\cos\varphi/\rho r g, \tag{43.6}$$

где r – половина расстояния между плоскими стенками.

Максимальная высота капиллярного поднятия имеет место при полном смачивании, когда φ равно 0 или 180°. Высота капиллярного поднятия уменьшается при увеличении температуры и равна нулю при критической температуре. Снижение достигается введением в жидкость ПАВ и ингибитора гидратообразования (метанола). Изменение поверхностного натяжения воды в зависимости от P и T приведено в табл. 93 и показана на рис. 159.

Поверхностное натяжение определяют статическим и полустатическим методами.

1. Статический метод основан на измерении высоты капиллярного подъема, его применяют для маловязких жидкостей, хорошо смачивающих твердое тело, например вода в стеклянном капилляре.

2. Полустатический метод основан на измерении размеров пузырьков висящей или лежащей капли. В этом случае поверхностное натяжения вычисляют по формуле

$$\sigma = \frac{d^2(\rho_в - \rho_{воз})}{H} g, \tag{44.6}$$

где $\rho_в$, $\rho_{воз}$ – плотности соответственно воды и воздуха, кг/10^{-3} · м^3; d – экваториальный диаметр капли, 10^{-2}м; g – ускорение свободного падения, 10^{-2}м/с^2; H – безразмерный параметр, зависящий от формы капли и определяемый по графику рис. 160, где $d_т$ – диаметр капилляра.

Эта формула приемлема в случае определения σ на границе вода–воздух. Если σ определяется на границе раздела двух жидкостей, например, нефти в воде, то

$$\sigma = \upsilon g(\rho_{ср} - \rho_к)/\alpha n, \tag{45.6}$$

где $\rho_{ср}$, $\rho_к$ – плотности соответственно среды и капли, кг/м^3; υ – суммарный объем капель, м^3; α – постоянная капилляра; n – число капель.

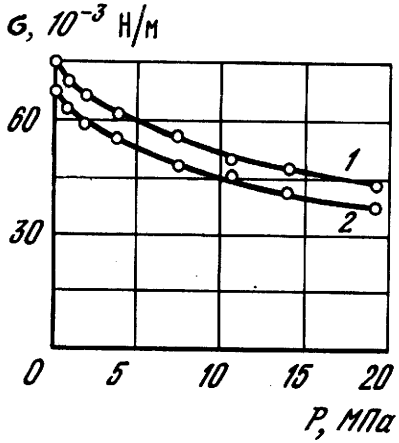
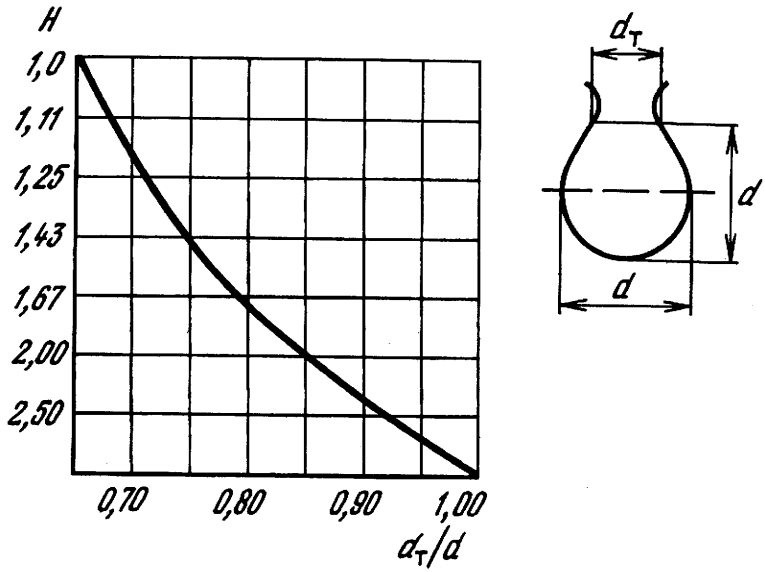


Рис. 159. Зависимость поверхностного натяжения σ от давления при температурах: 298 (*1*) и 343 (*2*) К

Рис. 160. Зависимость *H* от относительного параметра капли $d_т/d$ для определения поверхностного натяжения



Полустатический метод основан:

1) на измерении силы, необходимой для отрыва от поверхности жидкости или вытягивания из нее тела определенной геометрической формы (кольцо, цилиндр, пластинка и др.), его применяют для маловязких нефтей и смачивающих жидкостей;

2) на измерении капиллярного давления, необходимого для образования или отрыва пузырька или капли.

Капиллярное давление *P* – давление, создаваемое на искривленной поверхности (мениске) жидкости в капилляре. При равенстве сил в капилляре и веса столба жидкости в нем, высота подъема смачивающей жидкости будет равна

$$h = 2\sigma \cos \theta / rg\rho. \qquad (46.6)$$

Обозначим $hg\rho$ через *P*. Тогда получим капиллярное давление:

$$P = 2\sigma \cos \theta / r. \qquad (47.6)$$

Капиллярное давление является движущим фактором при $\theta < 90°$, т.е. при хорошей смачиваемости, и предотвращающим фактором при $\theta > 90°$, т.е. при плохой смачиваемости.

Таблица 93

Значения σ при различных P и T

Давление P, МПа	σ при T		Давление P, МПа	σ при T	
	298 К	343 К		298 К	343 К
0	74,1	67,5	6,92	55,9	50,4
0,69	71,4	63,2	10,30	51,6	46,5
1,72	66,5	58,8	13,76	47,9	42,3
3,45	61,6	55,5	18,64	44,1	39,5

Для стандартных условий высота капиллярного подъема под уровнем поверхности жидкости в пористой среде может быть оценена по формуле

$$h = 700\sigma \cos\theta/\rho g d_{ср} m^{2,3}, \quad (48.6)$$

где $d_{ср}$ – средний диаметр песчинок, 10^{-3}м.

6.3.9. Физические свойства водонефтяных смесей

Нефть и вода в процессе их одновременного движения под воздействием инерционных, поверхностных и других сил образуют дисперсную систему различной структурной формы. Область существования дисперсной водонефтяной структуры определяется давлением, которое должно быть выше давления насыщения жидкости газом, т.е. $P \geqslant P_{нас}$. В случае, когда $P < P_{нас}$ поток переходит из двухфазного в трехфазное состояние, так как при этом выделяется еще и газовая фаза. Для таких систем физические свойства определяются согласно [49, 50].

Для ориентировочных расчетов физических свойств такого потока воду и нефть можно принять за одну жидкую фазу с физическими свойствами, определяемыми аналогично определения водонефтяного потока. Наиболее часто встречаемыми параметрами водонефтяной смеси, используемыми при исследовании и эксплуатации скважин, являются: плотность и кажущаяся вязкость смеси. Для заданного термобарического условия эти параметры определяются путем вычисления целого ряда постоянных величин.

Объемная доля воды в водонефтяной смеси при стандартных условиях определяется при известных $Q_в$ и $Q_{см}$ по формуле

$$\beta_в = Q_в/Q_{см}, \quad (49.6)$$

где $Q_в$, $Q_{см}$ – объемы воды и смеси за единицу времени. Если известна массовая доля воды в смеси $m_в$, то величину $\beta_в$ можно вычислить по формуле

$$\beta_в = m_в/[m_в + (1 - m_в)\rho_{в.ст}/\rho_{н.ст}], \quad (50.6)$$

где $\rho_{в.ст}$, $\rho_{н.ст}$ – плотности воды и нефти при стандартных условиях.

Объемные расходы нефти и воды при заданных P и T определяются по формулам:

$$Q_н = Q_{см} b_н (1 - \beta_в), \quad (51.6)$$

$$Q_н = Q_{см} \cdot b_н \beta_в, \quad (52.6)$$

где $b_н$ – объемный коэффициент нефти, который можно вычислить по формуле

$$b_н(P, T) = 1 + 1{,}0733 \cdot 10^{-3} \rho_{н.ст} \upsilon_{гр}(P, T) \lambda(T)/m(T) + \alpha_н(T - T_{ст}), \quad (53.6)$$

где $b_в$ – объемный коэффициент воды при P и T, определяемый в случае $P \leqslant P_{нас.}$ и

$T \leqslant T_{пл}$ по формуле

$$b_в = 1 + \Delta b(T) + \Delta b(\Gamma_в) + \Delta b(P)\,, \tag{54.6}$$

$\Delta b(T)$ – изменение объемного коэффициента при изменении температуры в интервале $T_{ст} \leqslant T \leqslant T_{пл}$ и атмосферном давлении; $\Delta b(\Gamma_в)$ – изменение объемного коэффициента, вызванное растворимостью газа в воде с учетом растворенных в ней солей при заданных P и T; $\Delta b(P)$ – изменение объемного коэффициента за счет сжимаемости воды при изменении давления в интервале $P_{ат} \leqslant P \leqslant P_{нас.}$ и температуре $T \leqslant T_{пл}$. Значения этих поправок на величину объемного коэффициента $b_в$ при условиях $P \leqslant P_{нас}$ и $T \leqslant T_{пл}$ рассчитываются по формулам:

$$\Delta b(T) = \alpha_в(T)(T - T_{ст}); \quad \Delta b(\Gamma_в) = \overline{\Gamma}_в(b_{п.вг} - b_{пв}); \quad \Delta b(P) = -\beta_в(T).P, \tag{55.6}$$

где $\alpha_в(T)$ – объемный коэффициент теплового расширения воды, определяемый по формуле

$$\alpha_в(T) = \alpha_в(T_{ст}) + 0,18 \cdot 10^{-4}(T - T_{ст})^{0,6746}, \tag{56.6}$$

где $\alpha_в(T_{ст})$ – коэффициент теплового расширения воды при стандартной температуре $T_{ст}$; $\alpha_в(T_{ст}) = 1,8 \cdot 10^{-4}$ 1/K; $b_{пвг}$, $b_{пв}$ – объемные коэффициенты пресной воды с газом и без газа. Значения $b_{пвг}$ и $b_{пв}$ определяются из графиков, показанных на рис. 150 и 151. На основании аппроксимации этих зависимостей предложена приближенная расчетная формула, имеющая вид

$$\Delta b(\Gamma_в) = \overline{\Gamma}_в P \cdot 10^{-14}[1,8829 + 0,0102(T - T_н)], \tag{57.6}$$

где $\overline{\Gamma}_в$ – относительная газонасыщенность соленой $\Gamma_{вс}$ и пресной $\Gamma_{пв}$ воды, т.е.

$$\overline{\Gamma}_в = \Gamma_{вс} / \Gamma_{вп} = 1 / 10^{\alpha_т c}, \tag{58.6}$$

где $\alpha_т$ – температурный коэффициент, определяемый по формуле

$$\alpha_т = 0,048/(T - T_н)^{0,2090}; \tag{59.6}$$

C – массовое содержание растворенных солей; $T_н$ – нормальная температура, $T_н$ = = 273 K; $\beta_в(T)$ – коэффициент сжимаемости пресной воды при заданной температуре, определяемый по формуле

$$\beta_в(T) = \beta_в(T_{ст}) + (T - T_{ст})[3,125 \cdot 10^{-4}(T - T_{ст}) - 2,5 \cdot 10^{-2}] \cdot 10^{-4}, \tag{60.6}$$

где $\beta_в(T_{ст})$ – коэффициент сжимаемости при стандартной температуре и равен $\beta_в(T_{ст})$ = = $4,7 \cdot 10^{-4}$1/МПа. Таким образом рассчитано значение $b_в$. Для определения значения $b_н$ необходимо вычислить другие параметры, входящие в формулу (53.6).

Удельный объем растворенного газа $\upsilon_{гр}(P, T)$ определяется по формуле

$$\upsilon_{гр}(P, T) = \Gamma m(T) - \upsilon_{гв}(P, T). \tag{61.6}$$

где Γ – газосодержание пластовой нефти, т.е. отношение объема растворенного в нефти газа к массе сепарированной нефти, м^3/т. При этом объем газа должен быть приведен к стандартным условиям.

$$m(T) = 1 + 0,029(T - T_{ст})[\rho_{н.ст} \cdot \overline{\rho}_г \cdot 10^{-3} - 0,7966], \tag{62.6}$$

где $\overline{\rho}_г$ – относительная плотность газа по воздуху.

Удельный объем выделившегося газа, приведенного к стандартным условиям $\upsilon_{гв}(P, T)$, определяется по формуле

$$\upsilon_{гв}(P, T) = \Gamma R(P) m(T)[D(T)(1 + R(P)) - 1], \tag{63.6}$$

где

$$R(P) = [1 + \lg P]/[1 + \lg P_{нас}] - 1; \quad (64.6)$$

$$D(T) = 10^{-3}\overline{\rho}_{г}\rho_{н.ст}[4,5 - 0,00305(T - T_{ст})] - 4,785. \quad (65.6)$$

Значение $\lambda(T)$ в формуле (53.6) определяется из выражения

$$\lambda(T) = 10^{-3}[4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3}\rho_{н.ст} + 1,0337\overline{\rho}_{г}(P,T)/a +$$

$$+5,581 \cdot 10^{-6}\rho_{н.ст}[1 - 1,61 \cdot 10^{-6}\rho_{н.ст}\upsilon_{гр}(P,T)] \cdot \upsilon_{гр}(P,T). \quad (66.6)$$

Зная $\upsilon_{гр}$, $\upsilon_{гв}$, $m(T)$, $R(P)$, $\lambda(T)$ при известных a и $\alpha_{н}$ можно вычислить $b_{н}(P, T)$. Значения a и $\alpha_{н}$ определяются формулами

$$a = 1 + 0,0054(T - T_{ст}), \quad (67.6)$$

$$\alpha_{н} = 10^{-3}(3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3}\rho_{н.ст}) \text{ при } 780 \leqslant \rho_{н.ст} \leqslant 860 \text{ кг/м}^3, \quad (68.6)$$

$$\alpha_{н} = 10^{-3}(2,513 - 1,975 \cdot 10^{-3}\rho_{н.ст}) \text{ при } 860 \leqslant \rho_{н.ст} \leqslant 960 \text{ кг/м}^3. \quad (69.6)$$

Объемная расходная доля воды в смеси при заданных T и P определяется по формуле

$$\beta_{в} = Q_{в}/(Q_{в} + Q_{н}) = \beta_{вст}/[\beta_{вст} + (1 - \beta_{вст}) \cdot b_{н}], \quad (70.6)$$

где $\beta_{вст}$ – объемная расходная доля воды и смеси при стандартных условиях.

6.4. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОНЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

При газогидродинамических исследованиях газонефтяных скважин с незначительным газовым фактором используются выпускаемые промышленностью автоматизированные установки, позволяющие определить дебиты нефти и газа. К этим установкам относятся: ЗУГ – замерные установки групповые, АГУ – автоматизированные групповые установки, АГЗУ – автоматизированные групповые замерные установки и "Спутник" – блочно-автоматизированная замерная установка. Все эти установки обеспечивают: автоматическое переключение скважин на замер; автоматическое измерение дебитов; контроль за работой скважин по поступлению продукции; автоматическую блокировку скважин при аварийном состоянии установки.

Перечисленные типы установок различаются по величине рабочего давления (от 1,0 до 6,4 МПа), числу подключенных скважин (до 24), по максимально измеряемым дебитам скважин (до 14) и количеству измеряемых параметров – только дебит по жидкости или также дебиты по воде и газу. Установки работают в диапазоне изменений температуры окружающей среды $223 \leqslant T \leqslant 323$ К. Погрешность измерения дебита на установках колеблется в диапазонах: по жидкости – ±2,5 – ±3%, по воде и газу – ±4%. Для всех перечисленных установок содержание газа не должно превышать 200 м^3/т. Принципиальная схема этих установок практически одинакова. В качестве примера на рис. 161 показана схема подключения установок ЗУГ-5, являющейся полным аналогом "Спутника-5" с той разницей, что "Спутник-5" вмонтирован в металлическую будку с теплоизоляцией.

Принцип работы установки заключается в следующем.

Установка обеспечивает автоматическое переключение скважин на замер по программе, устанавливаемой при помощи реле времени в блоке автоматики. Включение гидропривода *4* происходит под действием давления масла в цилиндре переключателя *5*. Гидропривод вращает поворотный патрубок *6* многоходового переключа-

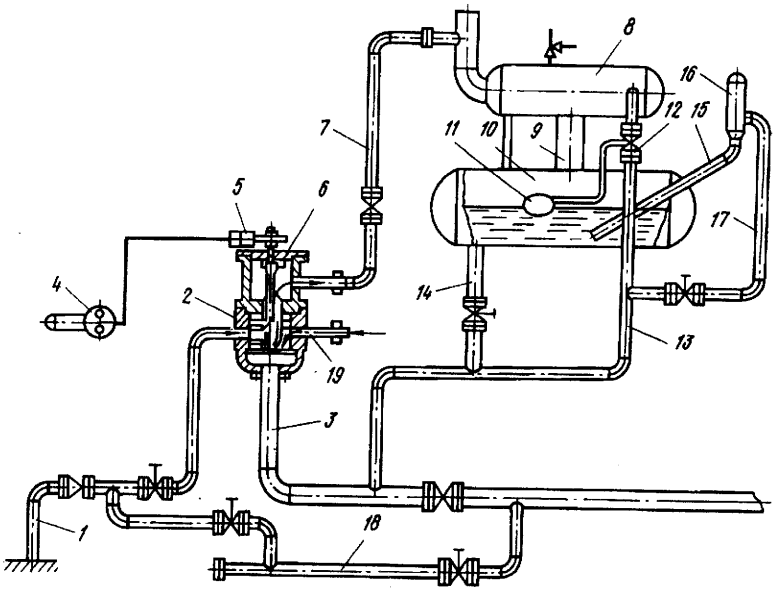


Рис. 161. Схема подключения установки ЗУГ-5 для замера дебита нефтяных скважин

1 – соединительная труба от скважины; *2* – многоходовой переключатель; *3* – общий коллектор; *4* – гидропривод; *5* – переключатель; *6* – поворотный патрубок; *7, 9, 13–15* и *17* – трубопровода; *8* – гидроциклонный сепаратор; *10* – нефтесборник; *11* – поплавок; *12* – заслонка; *16* – расходомер; *18* – трубопровод от скважины; *19* – обводная линия

теля *2* на очередную скважину. Продукция скважины, переключенной на замер, по линии *7* поступает в гидроциклонный сепаратор *8*, где газ отделяется от нефти и по трубе *13*, где можно измерить его количество, поступает в нефтяной коллектор *3*. Нефть из сепаратора *8* по трубе *9* подается в сборник *10*. По мере повышения уровня нефти в нефтесборнике *10*, поплавок *11* всплывает и закрывает заслон *12* газовой линии сепаратора. В результате давление в сепараторе повышается и нефть начинает поступать через расходомер *16* в общий коллектор *3* по трубам *17* и *13*. При снижении уровня в нефтесборнике *10*, поплавок *11* опускается и в коллекторе выравнивается, и цикл накопления жидкости повторяется. Продукция всех остальных скважин через переключатель *2* поступает в коллектор *3*.

В настоящее время применяются модификации базовой установки "Спутник-А" при обустройстве нефтяных месторождений: "Спутник-Б", "Спутник-В", "Спутник-ВР", отличающиеся от "Спутника-А" более совершенным принципом измерения продукции скважин.

При исследовании газонефтяных скважин, когда газосодержание намного превышает 200 м^3/т, перечисленные выше установки могут быть использованы в комбинации с дополнительным оборудованием, рассчитанным на высокое давление и значительные расходы газа. Это связано с тем, что продукция газонефтяных скважин состоит из нефти с растворенным газом и свободного газа, прорвавшегося через вскрытый нефтенасыщенный интервал или же из продукции нефтеносного и газоносного интервалов при одновременном частичном или полном вскрытии обоих интервалов. В таких скважинах газовый фактор составляет несколько тысяч кубических метров газа на тонну нефти. Принципиальная схема обвязки при исследовании газонефтяных скважин показана на рис. 162. Основными узлами этой схемы являются: сепаратор высокого давления для разделения газонефтяной смеси, емкость высокого давления для разделения нефти, воды и растворенного газа и измеритель критического течения ДИКТ. При наличии установки "Спутник" емкость высокого

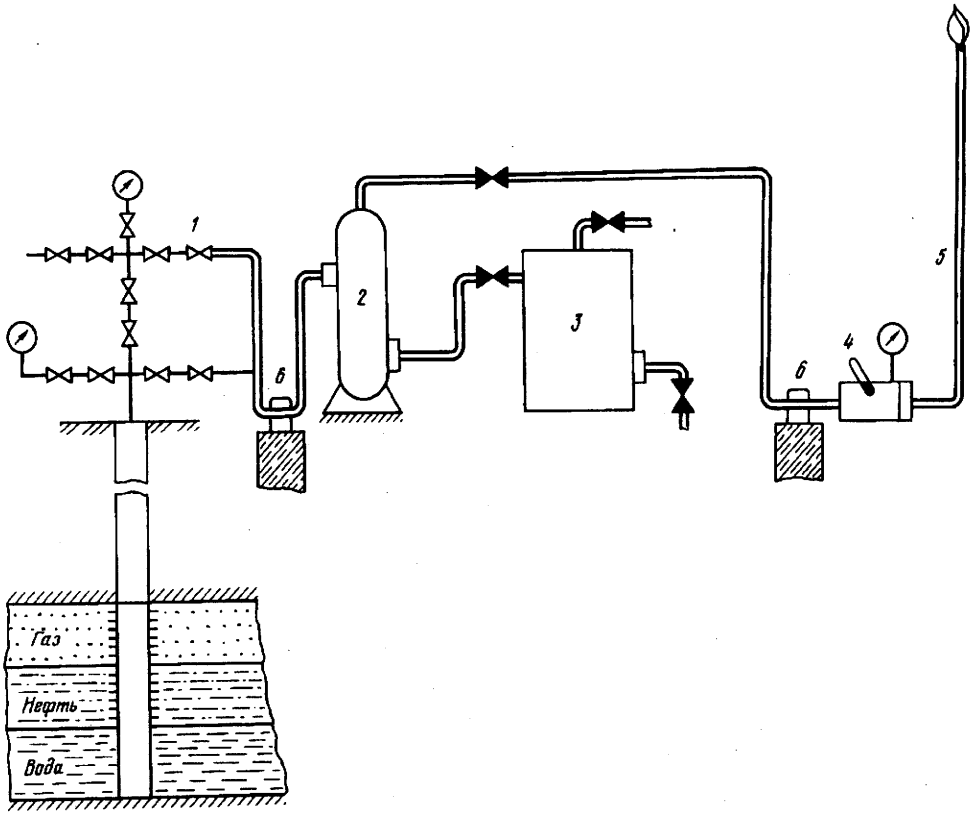


Рис. 162. Схема обвязки при исследовании газонефтяных скважин
1 – фонтанная арматура; *2* – сепаратор; *3* – емкость для жидких фаз; *4* – ДИКТ; *5* – факельная линия; *6* – крепления

давления может быть заменена этой установкой. Тогда необходимость снабжения емкости высокого давления измерительными узлами для нефти, воды и растворенного газа отпадает.

Технология исследования состоит в следующем.

Перед началом исследования методом установившихся отборов скважина должна находиться в статическом состоянии. Исследование следует начать с минимального дебита, обеспечив при этом условия для выноса жидкой продукции. Поэтому целесообразно фонтанные трубы спускать ниже газонасыщенного интервала. Диаметр фонтанных труб при соответствующих $P_з$, $T_з$ и Q должен обеспечить скорость $\upsilon \geqslant 4$ м/с.

После стабилизации давления и дебитов по газу и жидкости необходимо фиксировать эти параметры, а затем закрыть скважину до полного восстановления давления перед вторым режимом. На втором режиме диаметр диафрагмы или регулируемого штуцера следует увеличить примерно настолько, чтобы дебит по газу и жидкости увеличился приблизительно в 2 раза. После этого следует снова дождаться полной стабилизации давления и дебитов по жидкости и газу. По достижении стабилизации нужно фиксировать эти параметры и потом остановить скважину на восстановление давления между режимами. Аналогичные работы следует выполнять минимум на 5 режимах. Полученные данные должны быть представлены в графической форме в координатах $P_{пл} - P_з = \Delta P$ от $Q_н$ для нефти и $P^2_{пл} - P^2_з = \Delta P^2$ от $Q_г$ для газа. Характер этих зависимостей позволит установить возможные изменения геометрических параметров зон фильтрации нефти и газа. Если в результате полученных индикаторных линий выяснится, что зоны фильтрации нефти и газа от режима к режиму не меняются, то

методы отработки индикаторных кривых должны быть стандартными, используемыми при обработке результатов исследования чисто газовых и чисто нефтяных пластов. Если же характер индикаторных кривых будет свидетельствовать об изменении геометрии фильтрации (как например результаты экспериментальных исследований, показанных на рис. 139, 140), то методику обработки результатов исследования следует выбирать, исходя из формы полученных индикаторных кривых по нефти и газу.

6.5. МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОНЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПРИ СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ

При неизменной геометрии фильтрации нефти и газа в процессе исследования газонефтяной скважины, т.е. тогда, когда создание депрессии на пласт и изменение ее величины от режима к режиму не приводят к деформации границы раздела, для обработки результатов исследования можно использовать формулу Дюпюи для однофазной фильтрации нефти, имеющую вид:

$$Q_н = 2\pi k_н h_н (P_{пл} - P_з) / \mu_н \ln R_к / R_с, \tag{71.6}$$

и двучленную формулу притока газа к скважине

$$Q_г = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b[P_{пл}^2 - P_з^2]}}{2b}, \tag{72.6}$$

где $k_н$ – проницаемость нефтеносной части газонефтяного пласта по нефти; $h_н$ – толщина нефтенасыщенной части пласта; $\mu_н$ – коэффициент вязкости нефти в пластовых условиях; $R_к$, $R_с$ – радиусы контура питания и скважины.

Зависимость между $Q_н$ и ΔP имеет линейный характер, если параметры, входящие в формулу (71.6) $k_н$, $h_н$, $\mu_н$, не зависят от величины ΔP. Поэтому при постоянстве этих величин для построения индикаторной линии по нефти нет необходимости исследовать скважину на 5 и более режимах. Если в процессе исследования скважины происходит изменение одного или всех этих параметров от изменения давления на забое, то для правильного выбора методики обработки исследования и истинного характера индикаторной линии число режимов при исследовании должно быть не менее 5 на разных диаметрах проходного сечения штуцеров. Как правило, при обработке результатов исследования нефтяных скважин определяют так называемый коэффициент продуктивности $K = Q_н/\Delta P$. Если K – переменная величина, что связано свойствами пористой среды и насыщающих жидкостей и газов, то необходимо учесть влияние на $k(P)$, $h(\Delta P)$, $\mu(P)$ давления или перепада давления от режима к режиму при исследовании скважины.

Методика обработки индикаторной кривой по газу при постоянных геометрических параметрах зоны фильтрации газа полностью соответствует положениям, изложенным в главе 4.

6.6. МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ

При постоянной геометрии фильтрации газированной нефти уравнение притока нефти имеет вид

$$Q_н = 2\pi k_{н.нас} h[(P_к - P_{нас}) + \Delta H]/b_{нас}\mu_{н.нас}\ln R_к/R_с, \tag{73.6}$$

где $k_{н.нас}$ – проницаемость по нефти при давлении насыщения; $P_к$ – давление на контуре питания; $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом; $b_{нас}$ – объемный коэффициент

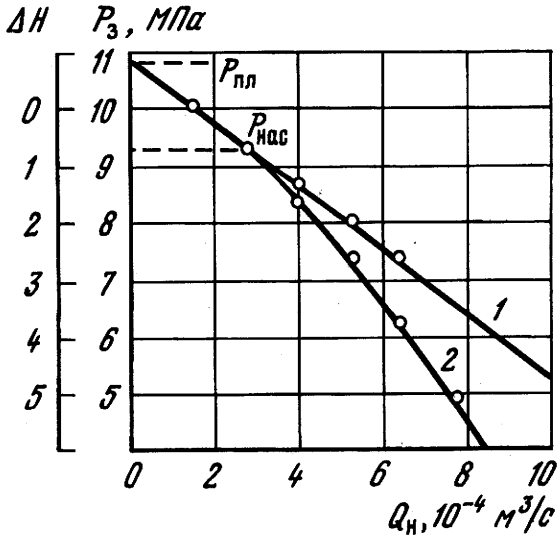


Рис. 163. Типовые индикаторные кривые, полученные при исследовании нефтяной скважины
1 – дегазированная нефть и ламинарная фильтрация; *2* – газированная нефть или турбулентная фильтрация как газированной, так и дегазированной нефти

при давлении насыщения; $\mu_{н.нас}$ – коэффициент вязкости нефти при давлении насыщения; ΔH – преобразованная функция давления Христиановича, имеющая размерность давления и определяемая по формуле

$$\Delta H = \int_{P_з}^{P_н} F_н(S_н) / b_н \mu_н dP, \tag{74.6}$$

где $b_н$, $\mu_н$ – объемный и вязкостной коэффициенты нефти при давлениях ниже давления насыщения; $F_н(S_н)$ – относительная проницаемость для нефти. Формула (73.6) справедлива при $P_к > P_{нас} > P_з$. Если $P_к < P_{нас}$, что имеет место на нефтегазовых месторождениях или нефтяных месторождениях, где $P_{пл}$ снижено по сравнению с $P_{нас}$, дебит нефти определяется по формуле

$$Q_н = 2\pi k_н h \Delta H / b_н \mu_н \ln R_к / R_с, \tag{75.6}$$

где $\Delta H = \int_{P_з}^{P_{пл}} F_н(S_н) dP / b_н \mu_н$. В этом случае коэффициент продуктивности K_0 будет определяться формулой

$$K_0 = Q_н / \Delta H = 2\pi k_{н.нас} h / b_{н.нас} \mu_{н.нас} \ln R_к / R_с. \tag{76.6}$$

Для определения K_0 из индикаторной кривой необходимо строить графическую зависимость $Q_н$ от ΔH или $Q_н$ от $[(P_к - P_з) + \Delta H]$. Если $P_{пл} > P_{нас} > P_з$, то индикаторная линия в координатах $Q_н$ от ΔP прямолинейна в диапазоне $P_{пл} > P_з > P_{нас}$ и криволинейна при $P_з < P_{нас}$. На прямолинейном участке $K = K_0$, поэтому для газированной нефти гидропроводность определяется так же, как и для обычных нефтяных залежей до тех пор, пока не происходит разгазирование нефти. Значение ΔH из формулы (74.6) находят численным методом. Величина $d\Delta H/dP = F_н(S_н)/b_н\mu_н$ для каждого объекта должна быть представлена в виде графической зависимости или таблицы. Для получения такой информации необходимо знать зависимости $\mu_н(P)$, $b_н(P)$, растворимости газа в нефти от давления и диаграммы фазовых проницаемостей от нефтенасы-

щенности пласта. На рис. 163 показаны типовые индикаторные кривые для обычной и газированной нефти в координатах $Q_н$ от $P_з$ и $Q_н$ от ΔH, начальные участки которых в силу того, что $P_{пл} > P_з > P_{нас}$, дают линейную зависимость, что равносильно $K_0 = K$. В дальнейшем, когда $P_з > P_{нас}$, происходит искривление индикаторной линии. В принципе, если изучены для данного месторождения зависимости $b_н$, $\mu_н$ и растворимости газа от давления, то для вычисления $\Delta H/\Delta P$ могут быть использованы кривые относительных фазовых проницаемостей от нефтенасыщенности, задаваясь различными значениями давления. Обширную информацию о вычислении функции ΔH можно получить в [50].

6.7. МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОНЕФТЯНЫХ СКВАЖИН, ВСКРЫВШИХ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫЕ ПЛАСТЫ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ИНЕРЦИОННЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ

При больших скоростях, особенно в призабойной зоне скважин, может возникать инерционное сопротивление и нарушиться линейный закон фильтрации нефти. Часто нарушение линейного закона фильтрации наблюдается в новых скважинах, вскрывших трещиновато-пористые среды. Обработка призабойной зоны с целью интенсификации притока нефти к скважине, улучшает параметры призабойной зоны и приводит к сближению индикаторной кривой к линейной зависимости. В случае нарушения линейного закона фильтрации нефти к скважине, результаты исследования обрабатываются по формуле

$$P_к - P_з = aQ_1 + bQ_1^2. \qquad (77.6)$$

Дебит трещиновато-пористых пластов состоит из двух составляющих: из Q_1, получаемого по трещинам, и из Q_2, получаемого по пористым блокам; $Q = Q_1 + Q_2$. Исследования показывают, что в трещиновато-пористых пластах нарушение линейного закона происходит только при притоке по трещинам. Поэтому нарушение линейного закона выражается по дебиту трещин. По данным исследования скважины получается суммарная индикаторная кривая за счет притоков из трещин и пористых блоков. Для детальной расшифровки требуется лабораторное изучение коэффициента продуктивности пористых блоков, который определяется по формуле

$$K_2 = Q_2/\Delta P. \qquad (78.6)$$

По известному суммарному K, определяемому по результатам исследования скважины, и известному K_2 по лабораторным исследованиям, коэффициент продуктивности трещин $K_1 = K - K_2$. Если K_2 значительно меньше K, то результаты обработки исследования скважин должны обрабатываться по формуле (78.6), из которой видно, что коэффициент $a = 1/K_1$. Для нахождения коэффициента K_1 (а при малых дебитах блоков, т.е. при $Q_1 \gg Q_2$, $K_1 = K_{об}$), формулу (77.6) обрабатывают в координатах $\Delta P/Q$ от Q и из графической зависимости коэффициента a определяют как отрезок, отсекаемый на оси $\Delta P/Q$. По известной величине a определяют коэффициент продуктивности K. Принятое понятие о коэффициенте продуктивности K в практике эксплуатации нефтяных скважин не совсем корректно, так как потери давления $\Delta P = P_к - P_з$ являются суммой двух потерь: потери при линейном (иногда называют вязкостном) составляющем и потери при квадратичном–инерционном составляющем. Поэтому при двучленном законе фильтрации коэффициент продуктивности, как это принято в нефтяной промышленности, не соответствует своему назначению. Смысл

этого коэффициента должен заключаться в создании пропорциональности между дебитом и депрессией. В случае нарушения линейного закона коэффициент K не создает пропорциональность между Q и ΔP. Например, при больших скоростях фильтрации aQ в уравнении (77.6) может быть ничтожно мало по сравнению с квадратичным членом в bQ^2.

6.8. О ФОРМЕ ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ, СНЯТЫХ В СКВАЖИНАХ, ВСКРЫВШИХ ГАЗОНОСНЫЙ ПЛАСТ С НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ

6.8.1. Определение дебита нефти из нефтяной оторочки в процессе исследования газовой скважины при малых депрессиях на пласт

При известном характере изменения дебита газа во времени возможно оценить характер конуса нефти и правильно интерпретировать результаты исследования скважин при одновременном притоке газа и подошвенной нефти. Принципиально ясно, что прорыв нефти через вскрытый газонасыщенный интервал должен привести к закономерному снижению дебита газа и увеличению коэффициентов фильтрационных сопротивлений по газу.

В начальный момент пуска газовой скважины с нефтяной оторочкой, когда контакт газ–нефть еще недеформировался, дебит нефти будет равным нулю, а дебит газа совершенной по газонасыщенному интервалу скважины будет определяться формулой (72.6), где в коэффициентах a и b значения коэффициентов несовершенства C_1 и C_2 принимаются равными нулю.

Со временем в процессах испытания и эксплуатации скважины в результате образования конуса нефти, вызванного распределением давления газа в пласте, газоотдающая толщина пласта $h_г$ будет изменяться. Изменение $h_г$ будет зависеть от продолжительности работы скважины, величины депрессии на пласт, распределения давления в пласте и т.д.

$$h_г = f[(P_{пл} - P_з), t]. \tag{79.6}$$

Форма границы раздела газ–нефть будет зависеть от коллекторских свойств пласта, свойств нефти и газа, распределения давления в пласте. Для известного дебита распределение давления может быть определено по формуле (73.6). В пределах, приемлемых для практических расчетов, форма границы раздела может быть задана в виде экспоненциальной функции, гиперболы, параболы, линейного изменения и др. Наиболее точно характер изменения формы раздела можно выразить через многочлен. Однако при параболическом, логарифмическом и некоторых других видах изменения толщины газонасыщенного интервала в процессе эксплуатации скважины дифференциальное уравнение фильтрации решается только численным методом.

Следует подчеркнуть, что если заранее заданная форма границы раздела приемлема для определения дебита газа, так как зона фильтрации газа достаточно большая и поэтому не сильно влияет на производительность скважины по газу, то для определения дебита нефти она практически не приемлема, так как в основном от зоны фильтрации нефти (она небольшая для нефти, особенно в начальном этапе ее прорыва) зависит величина дебита нефти.

Если скважина вскрывает изотропный газонефтяной пласт толщиной h, часть которой $h_н$ занята нефтяной оторочкой, то высота подъема нефти при создании депрессии на вскрытый газонасыщенный интервал по закону Паскаля будет определяться формулой

$$h_н = \eta_н F(P_{пл} - P_з), \tag{80.6}$$

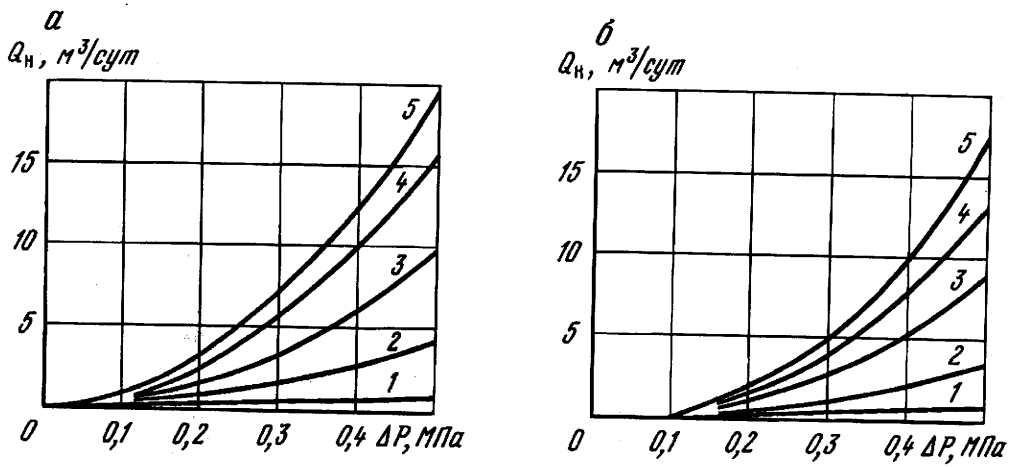


Рис. 164. Зависимости $Q_н$ от ΔP при полном (*а*) и частичном (*б*) вскрытии пласта
1–5 – получены при $K(S_н)$ = 0,05 (*1*), 0,2 (*2*), 0,5 (*3*), 0,8 (*4*) и 1,0 (*5*)

где $\eta_н$ – высота подъема нефти; $P_{пл}$, $P_з$ – пластовое и забойное давления; F – некоторая неизвестная функция, зависящая от координаты R, вязкости нефти и газа, вертикальной и горизонтальной проницаемостей и газонасыщенности нефтенасыщенной толщины пласта. Неизвестная функция F на стенке скважины будет единицей, а на контуре обращается в нуль.

Ограничение величины депрессии на пласт вызвано тем, что при малых депрессиях на пласт можно допускать, что поле давлений в газонасыщенной части пласта выражается зависимостью

$$P(R) = P_{пл} - \Delta P \cdot F. \tag{81.6}$$

Такое предположение в известной степени оправдано тем, что при малых депрессиях на пласт линии тока будут иметь малую кривизну. Для принятых условий дебит нефти определяется формулой

$$Q_н = \frac{(\Delta P)^2 \pi k(S_н)\eta_н}{\mu_н \ln R_к / R_с}. \tag{82.6}$$

Обычно при вскрытии газонасыщенного интервала во избежание прорыва жидкости к скважине этот интервал вскрывается частично, т.е. скважина становится несовершенной по степени вскрытия. Установлено, что практически без ущерба в дебите по газу, оптимальное вскрытие газонасыщенного интервала, предотвращающего прорыв конуса жидкости к скважине, обеспечивается при $h_{вс} = 0{,}5h_г$. Для этого случая дебит нефти приближенно может быть определен по формуле

$$Q_н = \Delta P[\Delta P - \rho_н g(h - h_{в0}) / \eta_н]\pi k(S_н) / \mu_н \ln R_к / R_с. \tag{83.6}$$

По формулам (82.6) и (83.6) построены индикаторные кривые для нефти с исходными данными, идентичными данным скважины Среднеботуобинского газонефтяного месторождения. При расчетах приняты следующие данные: h = 20 м; $h_г$ = 14,0 м; $h_{вс}$ = = 10 м; $\eta_н$ = 12,5 м; $\mu_н$ = 6,0 мПа · с; R_0 = 0,1; $R_к$ = 500 м; $k(S_н)$ = 1,0; 0,8; 0,5; 0,2; 0,05 мкм², $\Delta P = P_{пл} - P_з$ = 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5 МПа.

Результаты расчетов показаны на рис. 164, *а* и *б*, из которого видно, что индикаторные линии имеют выпуклость к оси ΔP и отличаются от стандартной линейной формы. Это вызвано заложенным в расчете линейным изменением высоты подъема нефти $h_н$ от забоя к контуру питания. В целом, искривление индикаторных кривых закономерно, так как с изменением депрессии увеличивается зона фильтрации для

нефти. Полученные кривые позволяют определить качественную картину поведения индикаторных линий. Причем такой характер изменения индикаторных кривых для нефти может иметь место как с ростом депрессии на пласт в течение непродолжительного времени исследования скважины, так и при длительной эксплуатации скважины даже при небольшой депрессии на пласт.

6.8.2. Приток нефти и газа к скважине при наличии конуса нефти и произвольных депрессиях на пласт

Дебит газа при прорыве к перфорированному газоносному интервалу конуса нефти будет уменьшаться в результате уменьшения толщины газонасыщенного интервала. При малых депрессиях на пласт характер изменения давления $P(R)$ в газоносной области задается в виде линейного уменьшения на величину $\Delta P = h_н \rho_н g / \eta_н$. При больших депрессиях на пласт линейный характер изменения давления от скважины до контура питания пласта приводит к существенным погрешностям при определении дебитов газа и жидкости. Кроме того, определяемая по формуле (79.6) нефтенасыщенная толщина соответствует верхнему пределу газонефтяного контакта и вовсе не означает, что ниже этой границы происходит только фильтрация нефти. Зона подъема контакта газ–нефть, образовавшаяся при снижении давления в газонасыщенной области, занята нефтью только частично и поэтому при схематизации задачи необходимо учесть фазовые проницаемости для газа и нефти.

Полное нефтенасыщение газонасыщенной области нефтью при эксплуатации газоносного пласта с нефтяной оторочкой будет иметь место при вертикальной проницаемости, равной бесконечности. Таким образом, для подъема жидкости нужен перепад давления между газоносной и нефтеносной зонами и вертикальная проницаемость пласта. Следовательно, нужно задать такую функциональную зависимость высоты подъема нефти, которая учла бы степень нефтенасыщенности $S_н$ этой области, депрессию на пласт и вертикальную проницаемость пласта. Причем, эта функциональная зависимость должна быть динамичной, зависящей от изменения ΔP во времени. Эта зависимость была выбрана в виде

$$S_н = \varepsilon h_н / (\Delta P \eta_н F + \varepsilon h_н), \qquad (84.6)$$

где $\varepsilon = k_в / k_г$ – параметр анизотропии пласта. При $\Delta P \to 0$ формула для определения дебита нефти полностью совпадает с формулой, полученной при малых депрессиях на пласт, а при больших депрессиях она эквивалентна формуле для однородной несжимаемой жидкости.

В случае, когда приток газа и нефти из нефтяной оторочки происходит через перфорированный газоносный инервал к скважине, вскрывшей газонефтяную залежь $k_г$, которая на величину $h_г$ занята газом и на $h - h_г = h_н$ нефтью, дебит нефти определяется формулой

$$Q_н = 67{,}82 k(S_н) \varepsilon h_н \Delta P [1 - \varepsilon h_н / \eta_н \Delta P \ln(1 + \eta_н \Delta P / \varepsilon h_н)] / \mu_н \ln R_к / R_с. \qquad (85.6)$$

Если величина вертикальной проницаемости $k_в \to 0$, то дебит будет равен нулю. Это означает, что если нет вертикальной проницаемости, то прорыв нефти через вскрытый газоносный интервал исключен. Если вертикальная проницаемость не равна нулю, т.е. $k_в \neq 0$, то $\varepsilon \neq 0$, и в этом случае при депрессии, стремящейся к нулю, формула (85.6) совпадает с формулой (83.6). При больших перепадах и $k_в \neq 0$ дебит нефти будет определяться формулой

$$Q_н = 2\pi k(S_н) \varepsilon h_н \Delta P / \mu_н \ln R_к / R_с. \qquad (86.6)$$

При определении дебита газа необходимо учесть толщину газонасыщенной области в условиях наличия двухфазной зоны и линейность закона фильтрации газа к

скважине. Предполагается, что общая толщина газонасыщенного интервала условно состоит из двух толщин; $h_{г1}$ – толщина, занятая чистым газом и определяемая текущим положением контакта газ–нефть и $h_{г2}$ – условная газонасыщенная толщина, приходящаяся на долю газа из двухфазной газонефтяной области.

Такое предположение равносильно условию, что имеется некоторая область, насыщенная нефтью и газом. Из этой области происходит одновременный приток нефти и газа в соответствии с их фазовыми проницаемостями. Для фазовой проницаемости, линейно зависящей от насыщенности, фиктивная толщина $h_{г2}$ для газа в двухфазной области будет определяться формулой

$$h_{г2} = \eta \Delta P F (1 - S_н). \tag{87.6}$$

Переменная газонасыщенная толщина, через которую фильтруется только газ, будет определяться формулой

$$h_{г1} = h_г - \eta_н F \Delta P, \tag{88.6}$$

а общая газонасыщенная условная толщина будет определяться из выражения

$$h_г = h_г - \eta_н \Delta P F S_н. \tag{89.6}$$

Формула (89.6) показывает, что в зависимости от величины нефтенасыщенности и депрессии газонасыщенная толщина меняется. Причем, чем больше ΔP и $S_н$, тем меньше общая газонасыщенная толщина. Для полученного характера изменения газонасыщенной толщины дебит скважины при линейном законе фильтрации газа будет определяться формулой

$$Q_г = \frac{0{,}107 k_г h_г T_{ст} \Delta P}{\mu_г Z P_{ат} T_{пл} \ln R_к / R_с} \left\{ [(1 - \varepsilon h_н / h_г)(P_{пл} + \varepsilon h_н / \eta_н) - \varepsilon^2 h_н^2 / \eta_н h_г] - \right.$$

$$\left. - 0{,}5 \Delta P (1 - \varepsilon h_н / h_г) \cdot (1 - 2\varepsilon h_н / \eta_н \Delta P) + \frac{\varepsilon^2 h_н^2}{h_г \eta_н \Delta P} (P_{пл} - \varepsilon h_н / \eta_н) \ln(1 + \Delta P \eta_н / \varepsilon h_н) \right\}. \tag{90.6}$$

При нелинейном законе фильтрации исходное уравнение с переменной от ΔP толщиной газонасыщенной части пласта для определения дебита решается только численно. Это решение на языке Фортран находится в фондах кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений ГАНГ им. И.М. Губкина. Порядок использования этой программой приведен в Приложении 2.

6.8.3. О характере индикаторных кривых по нефти и газу при различных заданных формах границы раздела газ–нефть

Как отмечалось, создание депрессии на пласт при полном или частичном вскрытии только газонасыщенного или только нефтенасыщенного интервала, а также при одновременном вскрытии газо- и нефтенасыщенного интервалов приводит к деформации границы раздела фаз. При решении практических задач необходимо знание характера изменения геометрии поверхности раздела, в частности, изменения толщины газо- и нефтенасыщенных интервалов во времени, возможные варианты которого показаны на рис. 135.

Истинные формы и размеры изменения толщин газо- и нефтенасыщенных зон неизвестны. Поэтому приближенно можно использовать заранее заданную, вызванную распределением давления в пласте форму изменения поверхности раздела фаз и в соответствии с этим толщину газо- и нефтенасыщенного интервала. Большая крутизна распределения давления газа в призабойной зоне позволяет предполагать, что основное изменение газонасыщенной толщины при прорыве нефтяного конуса происходит в призабойной зоне. За пределами призабойной зоны изменение толщины газонасыщенной части пласта весьма незначительно.

6.8.3.1. Линейный характер изменения границы раздела фаз в призабойной зоне

Расчетная схема для определения дебитов газа и нефти при линейном изменении $h_г(R)$ в призабойной зоне (I) и постоянного $h_г$ за пределами этой зоны (II) показана на рис. 135, *а*.

Определение дебита газа при образовании конуса нефти. При линейном характере изменения газонасыщенной толщины от скважины к контуру питания в призабойной зоне в результате образования конуса в интервале $R_с \leqslant R \leqslant h_{г0}$ газонасыщенная область имеет переменную толщину, изменяющуюся вдоль радиуса по формуле

$$h_г(R) = \alpha + \beta R, \tag{91.6}$$

а в интервале $h_{г0} \leqslant R \leqslant R_к$ газонасыщенная область имеет постоянную толщину, равную $h_{г0}$, т.е. начальную толщину газоносной области до деформации границы раздела газ–нефть.

Для определения коэффициентов равенства α и β использованы граничные условия при $R = R_с$, $h_г(R) = h_{г0} - h_н$ и при $R = h_{г0}$, $h_г = h_{г0}$.С учетом этих условий характер изменения $h_г(R)$ будет выражаться формулой:

$$h_г(R) = h_{г0} - h_{г0}\frac{h_н}{h_{г0} - R_с} + \frac{h_н}{h_{г0} - R_с}R. \tag{92.6}$$

В I зоне с учетом (92.6) дебит газа будет определяться формулой

$$P^2_{h_{г0}} - P^2_з =$$

$$= a^* Q \ln \frac{R_с(h_{г0} - R_с)}{h_{г0}(h_{г0} - R_с) - h_н(h_{г0} + R_с)} \Bigg/ h_{г0}[1 - \bar{h}/(1 - \bar{R}_с)] + \frac{b^* \bar{h} Q^2/(1 - \bar{R}_с)}{h^2_{г0}[1 - \bar{h}/(1 - \bar{R}_с)]^2} \times$$

$$\times \left[\frac{1}{h_{г0}} - \frac{1}{h_{г0} - \bar{h}(h_{г0} + R_с)/(1 - \bar{R}_с)} + \frac{1}{h_{г0} \cdot \bar{h}/(1 - \bar{R}_с)} - \frac{1}{\bar{h} R_с/(1 - \bar{R}_с)} - \right.$$

$$\left. - \frac{2 \ln \left[\dfrac{R_с(h_{г0} - R_с)}{h_{г0}(h_{г0} + R_с)} - h_н(h_{г0} + R_с) \right]}{h_{г0}[1 - \bar{h}/(1 - \bar{R}_с)]} \right], \tag{93.6}$$

где

$$a^* = \mu Z P_{ат} T_{пл} / \pi k T_{ст}; \quad b^* = \rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} / 2\pi^2 l T_{ст}. \tag{94.6}$$

При больших значениях толщины пласта, когда можно пренебречь величиной $\bar{R}_с = R_с/h$ по сравнению с единицей, так как $0 < \bar{R}_с \ll 1$, выражение (93.6) значительно упрощается. В частности, при $\bar{R}_с \approx 0$ оно будет иметь вид

$$P^2_{h_{г0}} - P^2_з = \frac{a^* Q}{h_{г0} - h_н} \ln \frac{R_с}{h_{г0} - h_н} +$$

$$+ \frac{b^* Q^2 h_н}{h^2_{г0}(h_{г0} - h_н)} \left[\frac{-h_н}{h_{г0}(h_{г0} - h_н)} + \frac{\bar{R}_с - 1}{h_н \cdot R_с} - \frac{2}{h_{г0} - h_н} \ln \frac{R_с}{h_{г0} - h_н} \right]. \tag{95.6}$$

Во II зоне, в интервале $h_{г0} \leqslant R \leqslant R_к$, будет иметь место плоско-радиальная фильт-

рация газа в пласте с постоянной толщиной $h_{г0}$. Уравнение притока к укрупненной скважине с радиусом $h_{г0}$ при этом будет иметь вид

$$P_{пл}^2 - P_{h_{г0}}^2 = \frac{a^* Q}{h_{г0}} \ln \frac{R_к}{h_{г0}} + \frac{b^* Q^2}{h_{г0}^2} \left[\frac{1}{h_{г0}} - \frac{1}{R_к} \right]. \qquad (96.6)$$

Совместно решив уравнения (95.6) и (96.6), получим формулу притока газа к скважине при наличии в призабойной зоне конуса нефти с переменной толщиной в области $R_с \leqslant R \leqslant R_к$ в виде

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = \frac{a^* Q}{h_{г0} - h_н} \left[\ln \frac{R_к}{R_с} (1 - \bar{h}) - \bar{h} \ln \frac{R_к}{h_{г0}} \right] +$$

$$+ \frac{b^* Q^2}{h_{г0}^2} \left[\frac{\bar{R}_к - 1}{R_к} + \frac{\bar{h}(\bar{R}_с - 1)}{h_н R_с (1 - \bar{h})} + \frac{\bar{h}^2}{(1 - \bar{h})(h_{г0} - h_н)} - \frac{2\bar{h} \ln R_с / (h_{г0} - h_н)}{(1 - \bar{h})(h_{г0} - h_н)} \right], \qquad (97.6)$$

где $\bar{R}_к = R_к / h_{г0}$.

Полученная зависимость (97.6) связывает дебит газа с высотой подъема контакта газ–нефть и депрессией на пласт. Для разной высоты подъема контакта газ–нефть при различных депрессиях можно построить индикаторную кривую для газа.

Максимальная высота подъема контакта газ–нефть имеет место у стенки скважины. Используя закон гидростатики, ее величину можно оценить (без учета капиллярных сил) по известной депрессии на пласт. Согласно этому закону, при создании депрессии на пласт высота подъема контакта будет

$$\Delta P = P_{пл} - P_з = h_н g (\rho_н - \rho_г) / \eta_н, \qquad (98.6)$$

где $\rho_н$, $\rho_г$ – плотности нефти и газа в пластовых условиях; $\eta_н$ – коэффициент перевода высоты на МПа.

Допускается, что конус нефти не перекроет газонасыщенный интервал у стенки скважины, если созданная депрессия не приведет к превышению $h_н$ над $h_{г0}$. Для этого нужно соблюдать условие

$$\Delta P < h g (\rho_н - \rho_г) / \eta_н. \qquad (99.6)$$

При использовании этого условия дебит газа, при котором газоотдающий интервал не будет перекрыт конусом нефти, определяется из зависимости

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = \Delta P (P_{пл} + P_з) = \Delta P (2 P_{пл} - \Delta P) <$$

$$< h_н g (\rho_н - \rho_г) [2 P_{пл} - h_н g (\rho_н - \rho_г) / \eta_н] / \eta_н < aQ + bQ^2, \qquad (100.6)$$

где

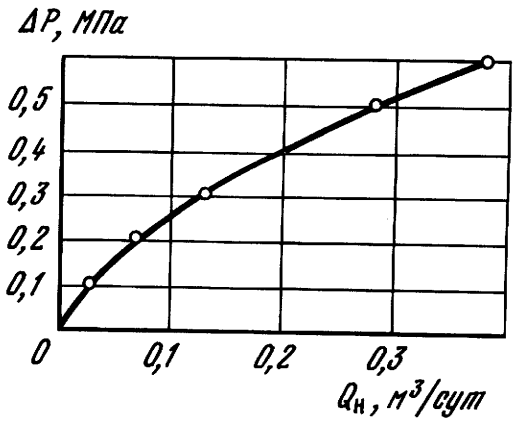
$$a = \frac{a^*}{h_{г0} - h_н} \left[\ln \frac{R_к}{R_с} (1 - \bar{h}) - \bar{h} \ln R_к / h_{г0} \right], \qquad (101.6)$$

$$b = \frac{b^*}{h_{г0}^2} \left[\ln \frac{\bar{R}_к - 1}{R_к} + \frac{\bar{h}}{1 - \bar{h}} \left(\frac{\bar{R}_с - 1}{h_н R_с} + \frac{\bar{h}}{h_{г0} - h_н} - \frac{2}{h_{г0} - h_н} \ln \frac{R_с}{h_{г0} - h_н} \right) \right]. \qquad (102.6)$$

Высота подъема нефти, кроме депрессии на пласт, зависит от продолжительности работы скважины и от свойства пласта и нефти. Поэтому предложенная формула для расчета дебита газа справедлива для стационарного конуса.

Определение дебита нефти. Для определения дебита нефти использовано уравнение установившейся фильтрации в области $R_с \leqslant R \leqslant h_{г0}$ при переменной толщине

Рис. 165. Индикаторная линия для нефти, полученной в процессе исследования газовой скважины, которая вскрыла газоносный пласт с нефтяной оторочкой



нефтенасыщенной зоны. Переменную толщину нефтенасыщенной части в I области можно рассчитать по формуле

$$h_н(R) = \alpha - \beta R. \tag{103.6}$$

Значения коэффициентов α и β определяются, исходя из граничных условий

$$R = R_с, \quad h_н(R_с) = h_н; \quad R = h_{г0}\ h_н(h_{г0}) = 0.$$

При этом переменная толщина $h_н(R)$ будет выражаться формулой

$$h_н(R) = \bar{h}(h_{г0} - R)/(1 - \bar{R}_с). \tag{104.6}$$

Для полученного характера изменения $h_н(R)$ дебит нефти будет определяться формулой

$$P_{h_{г0}} - P_з = \frac{\mu_н Q_н (1 - \bar{R}_с)\ln(h_{г0} - R_с)/R_с}{2\pi k_н h_н}. \tag{105.6}$$

По исходным условиям задачи было принято, что $P_{h_{г0}}$ можно заменить на $P_{пл}$. Эта зависимость позволяет по известному дебиту $Q_н$, депрессии на пласт ΔP и толщине газонасыщенной части пласта $h_{г0}$ определить толщину нефтенасыщенной части газоносного пласта у стенки скважины $h_н$. Увеличение высоты подъема нефти от режима к режиму приведет к образованию выпуклости индикаторной кривой нефти, построенной в координатах ΔP от $Q_н$. Форма индикаторной кривой для нефти показана на рис. 165.

При выводе приведенных выше формул допускалось, что в зоне образования конуса нефти остаточная газонасыщенность равна нулю. Исключение таким образом возможности существования двухфазной зоны является одним из главных недостатков этой задачи, хотя в определенной степени такое предположение оправдано, так как двухфазная зона в большей степени связана с капиллярными силами, чем с гравитационными. Незнание фазовых проницаемостей в двухфазной зоне приводит к снижению величины высоты подъема конуса нефти $h_н$. Истинная высота подъема поверхности раздела всегда больше, чем получаемая по формулам (100.6) и (105.6) при известных $P_{пл}$, $P_з$, $Q_г$, $R_к$, $R_с$, k, $h_{г0}$, Z, $\mu_г$ или $P_{пл}$, $P_з$, $Q_н$, $k_н$, $h_{г0}$, $R_с$, $\mu_н$.

Из формул (100.6) или (105.6) видно, что по мере увеличения $h_н$ дебит газа постепенно уменьшается, а дебит нефти увеличивается. При этом известные закономерности изменения $Q_г$ и $Q_н$ от ΔP^2 и от ΔP нарушаются, если в скважине, вскрывшей газонефтяные пласты, от режима к режиму увеличивается темп роста дебита газа. Это говорит о том, что поверхность притока газа к скважине увеличивается за счет прорыва газа через нефтеносную зону, если это является следствием подтягивания кону-

са нефти к газоносной области и увеличения поверхности притока нефти. Вполне естественно, что в природе существуют и другие факторы, приводящие к увеличению темпа роста дебитов нефти и газа (например, за счет очищения призабойной зоны или разности пластовых давлений отдельных пропластков). Но при совместном притоке нефти и газа увеличение дебита одного из них обязательно приводит к уменьшению дебита другого. Поэтому на практике по характеру изменения дебитов газа и нефти на различных режимах и в процессе эксплуатации нетрудно определить, какая из фаз (нефть или газ) увеличивается за счет прорыва через зоны другой фазы.

6.8.3.2. Определение дебитов газа и нефти при гиперболическом характере изменения газонасыщенной толщины пласта в результате образования конуса нефти

Определение дебита газа. Линейный характер изменения толщины газоносного пласта в пределах призабойной зоны приводит к ощутимым ошибкам в величине дебита газа, так как под влиянием характера распределения давления в газонасыщенной области линии тока имеют форму, близкую к гиперболе (рис. 166). Поэтому предполагается, что газонасыщенная толщина пласта $h_г(R)$ при вскрытии только газоносной части будет меняться согласно формуле

$$h_г(R) = h_{г0} - h_н R_с / R \tag{106.6}$$

Для заданного характера изменения $h_г(R)$ формула для определения дебита газа будет иметь вид

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл} Q_г}{\pi k (h_0 - \alpha) T_{ст}} \ln\left[\frac{h_0 R_к - \alpha R_к - \beta R_с}{h_0 R_с - \alpha R_с - \beta R_с}\right] + \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} Q_г^2}{2\pi^2 l T_{ст}} \times$$

$$\times\left[-\frac{1}{(h_0 - \alpha)(h_0 R_к - \alpha R_к - \beta R_к)} + \frac{1}{(h_0 - \alpha)(R_с h_0 - \alpha R_с - \beta R_с)}\right], \tag{107.6}$$

где

$$\alpha = \frac{R_с h_н(R_с) - h_н(R_к) R_к}{R_с - R_к} \approx h_н(R_к); \quad \beta = h_н(R_с) - h_н(R_к); \quad h_0 = h_{г0} + h_{н0}. \tag{108.6}$$

Определение дебита нефти. Высота конуса нефти от стенки скважины к контуру питания при гиперболическом характере изменения нефтенасыщенной толщины пласта в результате образования конуса нефти определяется формулой

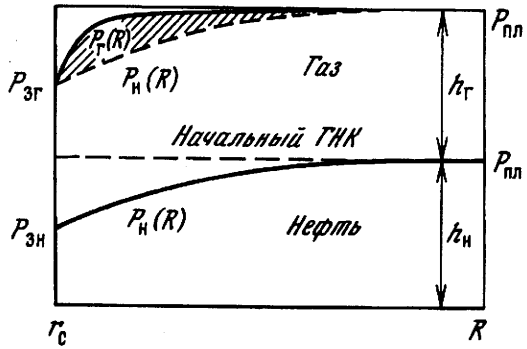
$$h_н(R) = h_{н0} + \beta R_с / R - \beta R_с / R_к = \alpha_1 + \beta_1 R. \tag{109.6}$$

Введем обозначения: $\alpha_1 = -R_с h_н(R_к) / R_к$; $\beta_1 \cong h_н(R_к)$; $\alpha_1' = h_{н0} - \overline{R}_с h_н / (1 - \overline{R}_с)$; $\beta_1' = R_с h_н / (1 - \overline{R}_с)$; $\overline{R}_с = R_с / R_к$

С таким характером изменения толщины нефтенасыщенного интервала может быть рассмотрено два варианта: у стенки скважины вся толщина перфорирована; перфорирован только интервал образования конуса, т.е. интервал, толщиной $h_н(R_с)$ у стенки.

Для случая, когда перфорирован весь интервал, нефтеносный приток нефти к скважине будет иметь вид

$$P_{пл} - P_з = \frac{\mu_н Q_н}{2\pi k_н (\alpha - \alpha_1)} \ln \frac{R_к(\alpha - \alpha_1) + R_с(\beta - \beta_1)}{R_с(\alpha - \alpha_1) - R_с(\beta - \beta_1)}. \tag{110.6}$$



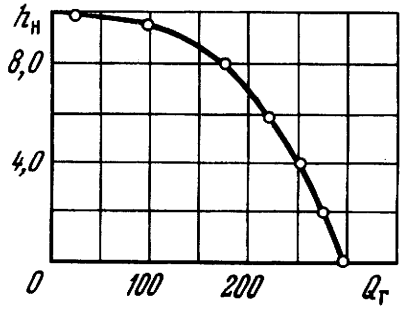


Рис. 166. Характер распределения давлений в газонефтенасыщенных зонах при заданном $P_{зг} = P_{зн}$

Рис. 167. Изменение дебита газа скважины, вскрывшей газонефтяной пласт, в зависимости от относительной высоты подъема конуса нефти

Учет образования конуса с гиперболическим характером изменения $h_н(R)$ не существенно повышает производительность скважины по нефти. Величину этого дебита можно приближенно вычислить двумя способами:

1) путем вычитания из величины дебита нефти, рассчитанного по формуле (110.6), дебита скважины, вскрывшей аналогичный пласт для случая $\alpha_1 = h_{н0}$ и $\alpha = 0$;

2) путем определения дебита нефти из пласта с переменной толщиной при характере изменения $h_н(R) = h_н R_с/R$ по формуле

$$P_{пл} - P_з = \frac{\mu_н Q_н (R_к - R_с)}{2\pi k_н h_н R_с}. \qquad (111.6)$$

По формулам (110.6) и (111.6) рассчитаны значения дебитов от депрессии на пласт при исходных данных: ΔP = 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5 и 0,6 МПа; $h_{н0}$ = 10 м; $h_н$ = 10; 12; 14; 16; 18; 20 м; $R_с$ = 0,1 м; $R_к$ = 100 м; $k_н$ = 1 мкм^2 и $\mu_н$ = мПа · с. Причем, при расчетах по формуле (110.6) из величин дебитов нефти вычтены их значения, определенные по формуле

$$Q_н = \Delta P 2 \cdot \pi k_н h_{н0}/\mu_н \ln R_к/R_с. \qquad (112.6)$$

При этом получено весьма удовлетворительное совпадение результатов расчетов по обеим формулам.

Для заданных значений $h_н$, постоянных депрессий на пласт и величин коэффициентов a^* и b^* были вычислены дебиты газа скважины при наличии нефтяной оторочки и образовании конуса нефти. Характер изменения $Q_г$ от $h_н$ при $P_{пл}$ = 10 МПа; $P_з$ = 9,0 МПа; a^* = 0,588; b^* = 0,0005; $R_с$ = 0,1 м; $R_к$ = 500 м и $\bar{h}$ = 0; 0,2; 0,4; 0,6 и 0,8 показан на рис. 167.

6.8.4. Определение дебитов газа и нефти при вскрытии только нефтеносного интервала газонефтяной залежи

В связи с вводом в эксплуатацию газонефтяных месторождений и необходимостью максимального извлечения нефти из нефтяной оторочки, традиционно вскрывают только нефтяную оторочку, имеющую сравнительно небольшую толщину. Учитывая, что характер распределения давления в нефтеносной области при вскрытии только этой области, логарифмический, примем изменение толщины нефтенасыщенной зоны в виде

$$h_н(R) = \alpha + \beta \ln R = h_{н0} - h_н \frac{\ln R_к / R}{\ln R_к / R_с}. \qquad (113.6)$$

Для полученного характера изменения нефтенасыщенной толщины необходимо определить дебиты нефти и газа при прорыве верхнего газа через вскрытый нефтеносный интервал пласта.

Определение дебита нефти. Для заданного характера изменения $h_н(R)$ уравнение плоско-радиальной стационарной фильтрации нефти в однородном пласте с переменной толщиной решается только численно и не представляется возможным получить простые расчетные формулы притока для нефти и газа при логарифмическом характере изменения нефтенасыщенной и газонасыщенной толщин $h_н(R)$ и $h_г(R)$. Наиболее удобным, с точки зрения практических расчетов определения дебитов нефти и газа при логарифмическом характере изменения $h_н(R)$ и $h_г(R)$, является замена логарифмической кривой большим числом прямых линий.

Заменим логарифмическую кривую изменения $h_н(R)$ множеством прямых линий, для каждой из которых будет справедливо

$$h_{нi}(R) = h_{н0} - h_н - \frac{[h_{н0} - h_н - h_i](R_{i-1} - R)}{R_{i-1} - R_i}. \qquad (114.6)$$

Решение уравнения притока нефти к скважине при логарифмическом характере изменения $h_н(R)$, замененного множеством прямых, позволяет получить для каждого прямолинейного участка формулу вида

$$\Delta P_i = C\frac{(1 - R_i)\ln R_i / H_i}{\Delta h(H_i - R_i)}, \qquad (115.6)$$

где i – число участков, на которое разбит интервал от $R_с$ до $R_к$. Значения $\overline{R}_i = \overline{R}_с, \overline{R}_1, \overline{R}_2 \overline{R}_3 \ldots \overline{R}_к$ и соответствующие этим радиусам $H_1, H_2, H_3 \ldots h_к = h_{н0}$ задаются, причем $\overline{R}_1 = R_1 / R_с$; $\overline{R}_2 = R_1 / R_2$; $\overline{R}_{i+1} = R_{i+1} / R_i$ и т.д. $H_1 = h_1/\Delta h$; $H_2 = h_2/\Delta h$; $H_i = h_i/\Delta h$; $C = \dfrac{\mu_н Q_н}{2\pi k_н}$; $\Delta h = h_{н0} - h_н$. Для всей области дренирования от $R_с$ до $R_к$

$$P_{пл} - P_з = \frac{\mu_н Q_н}{2\pi k_н \Delta h} \Sigma \frac{1 - R_i}{H_i - R_i} \ln R_i / H_i. \qquad (116.6)$$

По полученной формуле (116.6) были рассчитаны дебиты нефти для различных значений $h_н$, т.е. для различных степеней загазованности нефтенасыщенного пласта. Исходные данные, использованные при расчетах, приведены ниже: $R_к$ = 500 м; $R_с$ = = 0,1 м; $h_н$ = 2; 4; 6 и 8 м; R = 0,1; 1; 3; 5; 10; 25; 50; 100; 200 и 300 м; $\Delta P = P_к - P_з$ = = 0,5 МПа; $k_н$ = 0,2 мкм^2; $\mu_н$ =6 мПА · с. Результаты расчетов приведены в табл. 94.

Без прорыва газа через вскрытый нефтенасыщенный интервал, при плоско-радиальном притоке нефти к совершенной скважине постоянной толщины, дебиты скважин при Δh = 10 м и Δh = 8 м соответственно равны $Q_н(\Delta h = 10)$ = 1,283 м^3/сут и $Q_н(\Delta h = 8)$ = 1,026 м^3/сут. Из сравнения $Q_н(\Delta h = 10)$ и $Q_н(\Delta h = 8)$ с прорывом газа видно, что прорыв газа приводит к снижению дебита за счет уменьшения нефтенасыщенной толщины. Вполне реальные результаты получены и при $Q_н(\Delta h = 8)$ с прорывом и без прорыва газа. При прорыве газа $Q_н(\Delta h = 8)$ = 1,031 м^3/сут, что несколько выше дебита без прорыва, но с постоянной толщиной нефтенасыщенного пласта от забоя до контура питания, равной Δh = 8 м. Характер изменения дебита нефти по мере увеличения толщины, занятой газом (уменьшения нефтенасыщенной толщины), показан на рис. 168.

Определение дебита газа. Нефтенасыщенная толщина пласта уменьшается от режима к режиму по мере роста депрессии на пласт в результате прорыва газа в перфорированный нефтеносный интервал. Это приводит к увеличению газонасыщенной

Таблица 94

Значения дебитов нефти, рассчитанные по формуле (116.6)

i	R, м	$h_н(R)$, м	H_i, Δh = = 8 м	R	$\frac{1-R}{H-R}\cdot\ln\frac{R}{H}$	$Q_н$ $C = 0{,}597$	R, м	$h_н(R)$, м	H_i, Δh = = 6 м	R	$\frac{1-R}{H-R}\cdot\ln\frac{R}{H}$
0	0,10	8,00	1,00	1,00	–	1,031	0,10	6,00	1,00	1,00	–
1	0,85	8,40	1,05	8,50	2,104	1,031	0,70	6,90	1,15	7,00	1,854
2	2,50	8,74	1,09	2,94	1,037	1,031	3,20	7,60	1,27	4,57	1,386
3	6,00	8,90	1,11	2,40	0,840	1,031	9,90	8,10	1,35	3,09	0,996
4	16,60	9,17	1,15	2,77	0,968	1,031	25,0	8,60	1,43	2,52	0,780
5	41,60	9,40	1,175	2,51	0,856	1,031	57,4	8,96	1,49	2,296	0,696
6	500,0	10,00	1,25	12,02	2,318	1,031	500,0	10,0	1,67	8,71	1,800
7	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
					Σ = 8,123						Σ = 7,512

$Q_н(\Delta h = 8) = 1{,}031$ м^3/сут

$Q_н(\Delta h = 6) = 0{,}836$ м^3/сут

i	R, м	$h_н(R)$, м	H_i, Δh = = 4 м	R	$\frac{1-R}{H-R}\cdot\ln\frac{R}{H}$	R, м	$h_н(R)$, м	H_i, Δh = = 2 м	R	$\frac{1-R}{H-R}\cdot\ln\frac{R}{H}$
0	0,10	4,00	1,00	1,00	–	0,10	2,00	1,00	1,00	–
1	1,00	5,662	1,42	10,0	2,048	1,00	4,16	2,08	10,00	1,784
2	4,40	6,60	1,65	4,40	1,216	4,00	5,35	2,68	4,00	0,906
3	13,30	7,40	1,85	3,02	0,652	9,30	6,25	3,13	2,33	0,492
4	34,00	8,10	2,03	2,56	0,680	16,70	6,80	3,40	1,795	0,316
5	500,00	10,00	2,50	14,71	1,988	30,00	7,39	3,69	1,796	0,302
6	–	–	–	–	–	57,00	7,95	3,98	1,900	0,318
7	–	–	–	–	–	500,00	10,00	5,00	8,770	1,154
					Σ = 6,584					Σ = 5,272

$Q_н(\Delta h = 4) = 0{,}636$ м^3/сут

$Q_н(\Delta h = 2) = 0{,}397$ м^3/сут

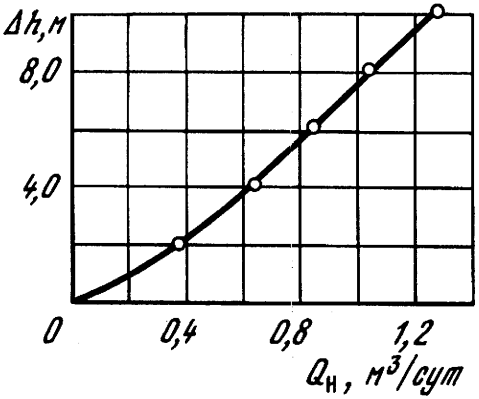


Рис. 168. Зависимость дебита нефти от степени загазованнсти нефтенасыщенного интервала

толщины пласта. Логарифмический характер изменения газонасыщенной толщины, замененный кусочно-линейным, имеет вид

$$h_{\text{г}i}(R) = h_{\text{г}}(R_{\text{i}}) + \frac{[h_{\text{г}}(R_{i-1}) + h_{\text{г}}(R_i)](R_i - R)}{R_{\text{i}} - R_{\text{i-1}}}. \qquad (117.6)$$

Для полученного характера изменения $h_{\text{г}i}(R)$ дебит скважины по газу для каждого участка будет определяться формулой

$$P_{i-1}^2 - P_i^2 = \frac{C_1 Q_i}{\alpha_i} \ln \frac{R_i(\alpha_i - \beta_i R_{i-1})}{R_{i-1}(\alpha_i - \beta_i R_i)} - \frac{C_2 Q_i^2}{\alpha_i^3} \times$$

$$\times \left[\frac{\alpha_i - \beta_i R_i}{R_i} - \frac{\alpha_i - \beta_i R_{i-1}}{R_{i-1}} - 2\beta_i \ln \frac{R_i(\alpha_i - \beta_i R_{i-1})}{R_{i-1}(\alpha_i - \beta_i R_i)} - \frac{\beta_i^2 R_i}{\alpha_i - \beta_i R_i} + \frac{\beta_i^2 R_{i-1}}{\alpha_i - \beta_i R_{i-1}} \right], \qquad (118.6)$$

где

$$a_{\text{i}} = \frac{C_2}{\alpha_i} \ln \frac{R_i(\alpha_i - \beta_i R_{i-1})}{R_{i-1}(\alpha_i - \beta_i R_i)}, \qquad (119.6)$$

$$b_i = \frac{C_2}{\alpha_i^3} \times$$

$$\times \left[\frac{\alpha_i - \beta_i R_i}{R_i} - \frac{\alpha_i - \beta_i R_{i-1}}{R_{i-1}} - \frac{\beta_i^2 R_i}{\alpha_i - \beta_i R_i} + \frac{\beta_i^2 R_{i-1}}{\alpha_i - \beta_i R_{i-1}} - 2\beta_i \ln \frac{R_i(\alpha_i - \beta_i R_{i-1})}{R_{i-1}(\alpha_i - \beta_i R_i)} \right], \qquad (120.6)$$

$$C_{\text{I}} = \frac{a h_{\text{г}0}}{\ln R_{\text{к}} / R_{\text{с}}} = a^* h_{\text{г}0} = \frac{\mu Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{\pi k T_{\text{ст}}} = 5{,}871,$$

$$C_2 = \frac{b h_{\text{г}0}^2}{1/R_{\text{с}} - 1/R_{\text{к}}} = b^* h_{\text{г}0}^2 = 0{,}05.$$

Конечный вид расчетной формулы

$$P_i^2 - P_{i-1}^2 = a_i Q_i + b_i Q_i^2. \qquad (121.6)$$

По формуле (118.6) вычислены дебиты газонефтяной скважины, вскрывшей полностью газонефтенасыщенный пласт с прорывом газа через нефтенасыщенный интервал.

В качестве исходной информации принимается, что высота зоны, занятой газом после прорыва, у стенки скважины не известна. На контуре питания граница раздела газ–нефть неподвижна. Между забоем скважины и контуром питания толщина нефтеносной зоны, занятая газом, изменяется по логарифмическому закону. Область дренирования скважины разбиваем на шесть участков, т.е. логарифмическая кривая заменяется шестью прямолинейными отрезками. Принято, что у стенки скважины толщина ранее нефтеносной зоны, занятой при испытании газом, равна: $h_{\text{н}} = \Delta h$ = 2,0; 4,0; 6,0; 8,0 м, $h_{\text{н}0}$ = 10 м, $h_{\text{г}0}$ = 10 м, a = 5,0; b = 0,005; $P_{\text{пл}}$ = 15,0 МПа, $P_{\text{з}}$ = 13,5 МПа, R = 0,1; 0,85; 2,5; 6,0; 16,6; 41,6 и 500 м.

Результаты расчетов приведены в табл. 95.

Таблица 95

Обработка результатов исследования газонефтяной скважины с переменной толщиной

Номер участка i	R, м	$h_т(R)$, м	a_i	b_i	P_i, МПа	Q_i,тыс. м^3/сут
1	0,00	11,00	1,100013	0,003482	13,50000	662
2	0,85	11,60	0,577907	0,000336	14,23298	632
3	2,50	11,26	0,459194	0,000093	14,39605	617
4	6,00	11,10	0,543695	0,000044	14,50631	606
5	16,60	10,83	0,502494	0,000016	14,62488	591
6	41,60	10,60	1,402028	0,000009	14,72802	574
7	50,00	10,00	4,560166	0,003938	14,99977	613

Номер участка i	R, м	$h_т(R)$, м	a_i	b_i	P_i, МПа	Q_i,тыс. м^3/сут
1	0,1	14,00	0,834807	0,00225	13,500000	759
2	0,7	13,10	0,695226	0,00034	14,197407	709
3	3,2	12,40	0,514568	0,00007	14,428409	704
4	9,9	11,90	0,465298	0,00002	14,565514	644
5	25,0	11,40	0,433927	0,000009	14,671196	619
6	57,4	11,04	1,188989	0,000007	14,763953	590
7	500,0	10,00	4,132815	0,002691	15,000036	708

Номер участка i	R, м	$h_т(R)$, м	a_i	b_i	P_i, МПа	Q_i,тыс. м^3/сут
1	0,1	16,00	0,8749000	0,0018255	14,260840	862
2	1,0	14,34	0,6222992	0,0001949	14,468544	772
3	4,4	13,40	0,4968649	0,0000440	14,599610	721
4	13,3	12,60	0,4479068	0,0000149	14,705600	679
5	34,0	11,90	0,1239488	0,0000096	14,944536	628
6	300,0	10,36	0,2941885	0,0000006	14,999790	562
7	500,0	10,00	3,8601084	0,0017646	15,000000	808

Номер участка i	R, м	$h_т(R)$, м	a_i	b_i	P_i, МПа	Q_i,тыс. м^3/сут
1	0,1	18,0	0,7821886	0,0014514	13,5000000	966
2	1,0	15,84	0,5350757	0,0001586	14,2608400	841
3	4,0	14,25	0,3640298	0,0000360	14,4566970	753
4	9,0	13,75	0,2359558	0,0000123	14,5582390	744
5	16,0	13,20	0,2540530	0,0000098	14,6207440	709
6	28,0	12,61	1,4321367	0,0000112	14,6839080	651
7	500,0	10,00	3,6034396	0,0016793	14,9998100	850

6.8.5. Результаты промысловых испытаний скважин,вскрывших газонефтяные пласты

Проведенные теоретические и экспериментальные исследования показали, что при одновременном вскрытии газонефтенасыщенного и только нефтенасыщенного (полностью или частично) интервалов происходит прорыв газа через нефтенасыщенный интервал. Причем по мере роста депрессии на пласт количество газа, поступающего в

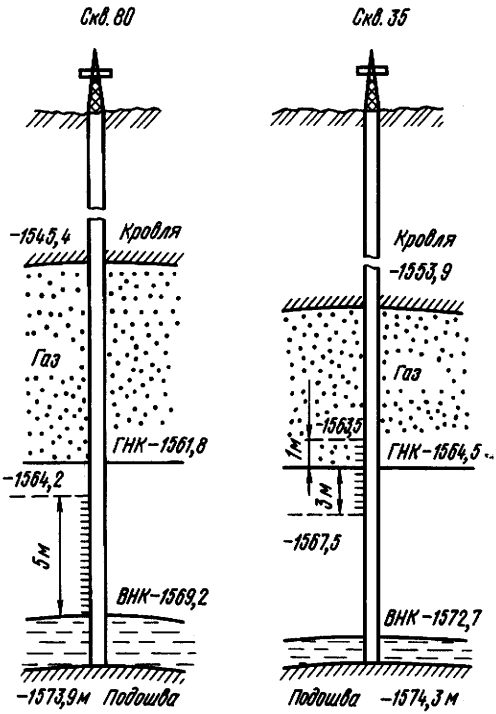
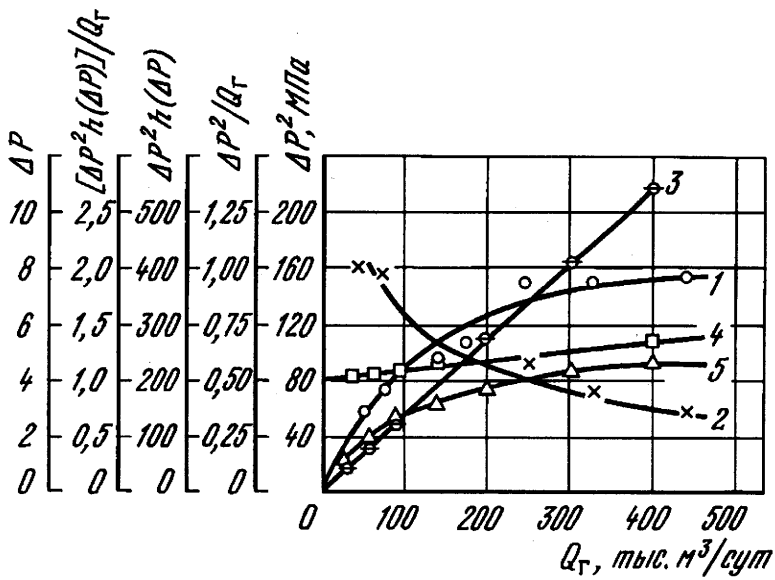


Рис. 169. Схема вскрытия скв. 80 и 35 Среднеботуобинского газонефтяного месторождения

Рис. 170. Зависимости ΔP^2 (*1*), $\Delta P^2/Q_г$ (*2*), $\Delta P^2 h(\Delta P)$ (*3*), $[\Delta P^2 h(\Delta P)]/Q_г$ (*4*) и ΔP (*5*) от $Q_г$ скв. 35, вскрывшей одновременно газо- и нефтенасыщенные интервалы газонефтяного пласта



скважину через нефтенасыщенный интервал, резко возрастает, что связано с увеличением толщины газонасыщенного интервала, фазовой проницаемости по газу зоны, занятой ранее нефтью и др.

Полученные результаты полностью подтверждаются данными промысловых испытаний скважин газонефтяной залежи. Ниже приведены результаты исследования двух скважин, в одной из которых перфорированы одновременно и газо- и нефтенасыщенные интервалы, а в другой – только нефтенасыщенный интервал.

1. Скв. 35, вскрывшая газо- и нефтенасыщенный интервалы.

Газонефтяная залежь в скв. 35 вскрыта в интервале с абсолютными отметками –1553,9 – –1574,3 м. Газонефтяной контакт установлен на глубине –1564,5 м (рис. 169), а водонефтяной на глубине –1572,7 м. В скв. 35 газонефтяная залежь перфорирована в интервале –1563,5 – –1567,5 м. Это означает, что перфорированы 1 м газонасыщенного интервала над ГНК и 3 м нефтенасыщенного – под ГНК. При исследовании дебит нефти определялся только на одном режиме в течение 0,5 ч. Поэтому характер изменения дебита нефти в процессе загазовывания перфорированного нефтенасыщенного интервала установить не удалось. Индикаторная линия по газу, построенная по данным испытания, показана на рис. 170 кривой *1*. Как видно из рисунка, по мере увеличения депрессии на пласт интенсивность роста дебита газа существенно возрастает. Стандартная обработка этой кривой в координатах ΔP^2 от Q (кривая *2*) не позволяет достоверно определить коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b. Поэтому полученные результаты должны обрабатываться либо по формуле (107.6), либо по формуле (96.6), если известны значения a^* и b^* для каждого режима из уравнения.

Для заданного режима испытания скважины с депрессией на пласт равной ΔP^2 из уравнения (107.6), получим:

$$h(\Delta P) = [-n + \sqrt{n^2 + 4m\Delta P^2}\,] / 2\Delta P^2, \qquad (122.6)$$

где $n = a^*Q$; $m = b^*Q^2$. Значения a^* и b^* определяются из выражения (94.6). В структуру коэффициентов a^* и b^* входят параметры μ, Z, $R_{пл}$, $R_к$, $R_с$, k, l, а также коэффициенты несовершенства по степени и характеру вскрытия, если скважина гидродинамически несовершенна. Основная погрешность, допускаемая при определении коэффициентов a^* и b^*, связана с достоверностью значений k и l, а также значений коэффициентов несовершенства C_1, C_2, C_3, C_4. При полном вскрытии и достаточно плотной перфорации (или при открытом стволе скважины) газонефтяного пласта, коэффициенты несовершенства равны нулю. Поэтому точность величин a^* и b^* зависит от точности k и l, используемых при определении a^* и b^*. Если применить приближенную связь между k и l для данного месторождения через формулу (66.4), то определение a^* и b^*, следовательно $h(\Delta P)$, по формуле (122.6) не вызывает особой трудности.

Если скважина несовершенна по степени и характеру вскрытия и учитывая, что коэффициенты несовершенства связаны с толщиной пласта через формулы (19.4), то определение величины $h(\Delta P)$ в таких случаях существенно осложняется. При этом для определения $h(\Delta P)$ требуется применение численных методов с использованием ЭВМ. Для скважины, несовершенной только по степени вскрытия, уравнение притока газа к забою приближенно можно представить в виде

$$\Delta P^2 = a^*Q\left\{\frac{1}{h(\Delta P)} - \frac{h(\Delta P)}{h_{вс}}\ln\frac{h_{вс}}{h(\Delta P)} + \frac{h(\Delta P) - h_{вс}}{h_{вс}}\ln\frac{1{,}6[h^2(\Delta P) - h_{вс}^2]}{R_с h(\Delta P)}\right\} +$$

$$+ b^*Q^2\left[\frac{1}{h^2(\Delta P)} + \frac{h(\Delta P)}{h_{вс}}\right]. \qquad (123.6)$$

Как видно из (123.6), уравнение относительно $h(\Delta P)$ трансцендентное. Поэтому его решение возможно путем подбора $h(\Delta P)$ для заданных ΔP^2, Q, a^* и b^*. Значения ΔP^2 и Q на различных режимах эксплуатации определяются непосредственными замерами пластового, забойного (устьевого) давлений и дебитов. Наибольшую трудность для определения значения $h(\Delta P)$ на разных режимах вызывает отсутствие величины коэффициентов a^* и b^*. Для вычисления величин a^* и b^* существуют следующие возможности:

Таблица 96

Обработка результатов исследования скв. 35

Номер режима	ΔP, МПа	ΔP^2, МПа^2	$Q_г$, тыс. м^3 / сут	$\Delta P^2 / Q_г$	$h(\Delta P)$, м	$\Delta P^2 h(\Delta P)$ $C_0 = 10$	$\Delta P^2 h(\Delta P) - C_0$	$\frac{\Delta P^2 h(\Delta P) - C_0}{Q_г}$	$\frac{\Delta P^2 h(\Delta P)}{Q_г}$
1	1,30	40,0	33	1,212	1,10	44,0	34,0	1,03	1,33
2	1,01	60,0	60	1,000	1,22	73,2	63,2	1,05	1,22
3	2,50	80,0	94	0,851	1,41	112,8	102,8	1,09	1,20
4	3,07	100,0	140	0,714	1,72	172,0	162,0	1,16	1,22
5	3,62	120,0	200	0,600	2,17	260,4	250,4	1,25	1,25
6	4,42	150,0	400	0,375	3,68	552,0	542,0	1,35	1,38

1) в рассматриваемой скважине газоносный горизонт был испытан и по результатам испытания определены a^* и b^*;

2) значения a^* и b^* вычислены приближенно по результатам геофизических исследований и лабораторного изучения керна;

3) величины a^* и b^* приняты по данным исследования аналогичного интервала в других скважинах.

Все перечисленные возможности определения величин a^* и b^* весьма приближенные, что связано с идентификацией проницаемости газонасыщенного и нефтенасыщенного интервалов, с условностью аналитической связи между k и l, с изменчивостью толщины газо- и нефтеотдающих интервалов от стенки скважины к контуру питания, с переменностью фазовых проницаемостей в зоне загазовывания в процессе испытания скважин.

Последние две причины весьма существенны в случае, когда перфорирована (частично) только нефтенасыщенная область. В рассматриваемом случае обработки результатов испытания скв. 35 предполагается, что: вскрыты все газо- и нефтенасыщенные интервалы, хотя на самом деле перфорировано 10% от всей газонасыщенной толщины и 36% от нефтенасыщенной. Это предположение искажает искомый результат только количественно, а не качественно. Упрощение схемы притока газа к несовершенной скважине заменой на приток к совершенной произведено с целью уменьшения объемов расчетов и для разработки методики интерпретации результатов испытания не имеет принципиального значения.

Ниже приведены результаты испытания и обработки скв. 35, вскрывшей одновременно газо- и нефтенасыщенные интервалы (табл. 96).

Для правильной интерпретации результатов испытания требуется знать характер изменения толщины газоотдающего и газонасыщенного интервалов. Под газоотдающим интервалом понимается зона, из которой фильтруется только газ или в основном газ, а под газонасыщенным интервалом понимается изменение газонасыщенной толщины от забоя к контуру пласта. В рассматриваемом примере предположено, что начальные газонасыщенные и газоотдающие интервалы равны. По мере роста депрессии на пласт газонасыщенные и газоотдающие интервалы увеличиваются одинаково. Фактически при прорыве газа через перфорированный нефтеносный интервал толщина газонасыщенной зоны от стенки скважины к контуру питания в первом приближении меняется согласно распределению давления в пласте. Значения газонасыщенной толщины пласта, приведенные в табл. 96, вычислены по формуле (122.6) с использованием результатов измерений при испытании ΔP^2, $Q_г$, a^* и b^*. Причем значения a^* и b^* вычислены по данным испытания этого же интервала в соседних скважинах. При выполнении расчетов допущено, что проницаемости вновь подклю-

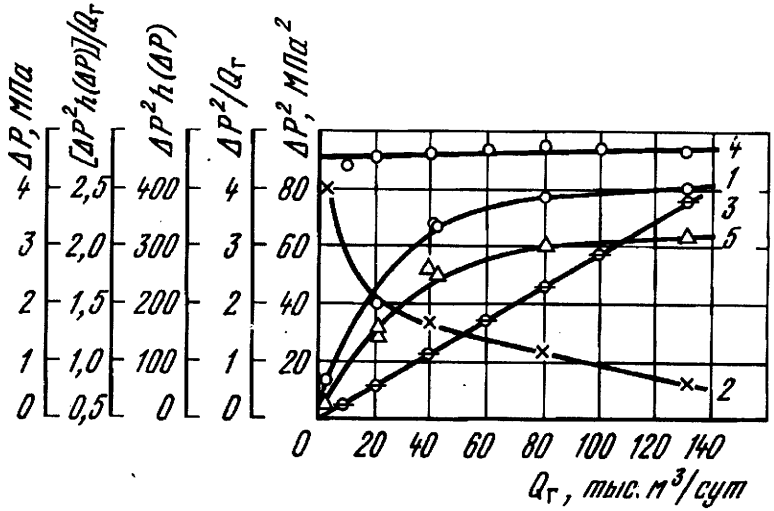
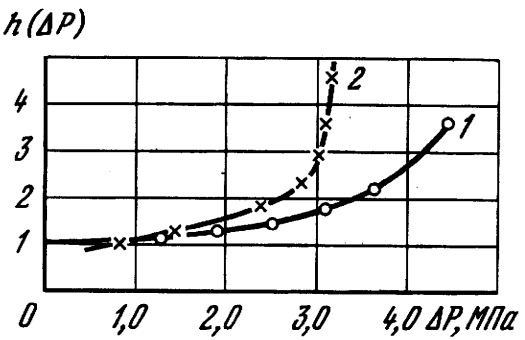


Рис. 171. Зависимости ΔP^2 (*1*), $\Delta P^2/Q_г$ (*2*), $\Delta P^2 h(\Delta P)$ (*3*), $[\Delta P^2 h(\Delta P)]/Q_г$ (*4*) и ΔP (*5*) от $Q_г$ скв. 80, вскрывшей только нефтенасыщенный интервал газонефтяного пласта

Рис. 172. Изменения газодобывающих интервалов $h(\Delta P)$ от депрессии на пласт ΔP, получены в скв. 35 (*1*) и в скв. 80 (*2*)



чающихся интервалов одинаковы и не меняются по мере увеличения депрессии на пласт. Влияние изменения свойств газа от давления учтено при вычислении величин a^* и b^*.

Обработка индикаторной кривой с выпуклостью к оси ΔP^2, снятой к скв. 35, которая вскрыла одновременно газо- и нефтенасыщенный интервалы, приведена в табл. 96 и показана на рис. 170, из которого видно, что при выпуклости индикаторной кривой к оси ΔP^2, ее обработка в координатах $\Delta P^2/Q$ от Q (см. кривую *2*) не позволяет определить коэффициенты сопротивления. При этом принципиально не важно, по какой причине вызвано образование кривой с выпуклостью к оси ΔP^2. Если после учета влияния реальных свойств газа и фильтрационных свойств пористой среды кривая не приобретает форму, описываемую двучленной формулой, то это означает, что в ходе испытания скважины коэффициенты фильтрационного сопротивления изменяются. Причиной этого изменения являются изменения газонасыщенной и газоотдающей толщины в процессе испытания. Поэтому такие индикаторные кривые должны быть обработаны по формуле

$$\Delta P^2 h(\Delta P) / Q_г = a^* + b^* Q_г / h(\Delta P), \qquad (124.6)$$

где $h(\Delta P)$ – изменение газоотдающего интервала от режима к режиму.

При обработке результатов испытания скв. 35 величина $h(\Delta P)$ на различных режимах определялась исходя из известных значений a^* и b^*, полученных при обработке

Таблица 97

Обработка результатов исследования скв. 80

Номер режима	Исходные данные					Предложенная обработка	
	ΔP^2, МПа^2	$Q_г$, тыс. м^3 / сут	$\Delta P^2 / Q_г$	ΔP, МПа	$Q_г / Q_н$	ΔP^2, МПа^2	$Q_г$, тыс. м^3 / сут
1	4,36	3,5	4,10	0,52	1029	27,0	10
2	42,46	20,5	2,07	1,60	1708	44,0	20
3	68,23	40,6	1,68	2,68	1705	64,0	40
4	80,02	130,9	0,61	3,21	5015	73,0	60
5	67,54	42,7	1,58	2,65	1817	77,0	80
6	38,70	21,0	1,84	1,45	1750	79,0	100
7	–	–	–	–	–	81,0	131

данных только из начальной газонасыщенной зоны. Зная a^* и b^* и выбирая из кривой ΔP^2 от $Q_г$ различные значения последних, определяют $h(\Delta P)$. Далее строят индикаторную кривую в координатах $\Delta P^2 h(\Delta P)$ от $Q_г$ и определяют значение отрезка, отсекаемого на оси $\Delta P^2 h(\Delta P) - C_0$. Затем индикаторная линия обрабатывается в координатах $[\Delta P^2 h(\Delta P) - C_0]/Q_г$ от $Q_г$ и определяются значения a^* и $b^*/h(\Delta P)$, следовательно и значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений a и b. Обработка этих же данных в координатах $Q_г$ и $Q_г/\Delta P^2$ от ΔP^2 в соответствии с формулой (124.6) не позволила однозначно вычислить коэффициенты сопротивления a_1 и b_1.

2. Скв. 80, вскрывшая частично нефтенасыщенный интервал.

Газонефтяная залежь в скважине вскрыта в интервале с абсолютными отметками –1545,4 – –1573,0 м (см. рис. 169).

Газонефтяной контакт установлен на глубине –1561,8 м, а водонефтяной – на глубине –1569,2 м. Толщина газонасыщенной части пласта равна 16,4 м, нефтенасыщенной 7,4 м, а водонасыщенной 3,8 м. В скважине частично перфорирован нефтенасыщенный интервал с отметками –1564,2 – –1569,2 м, т.е. 5 м из 7,4 м всего нефтенасыщенного интервала. Скважина испытывалась методом установившихся отборов, результаты испытания которой приведены в табл. 97.

Перед испытанием были определены пластовое давление $P_{пл}$ = 14,07 МПа и температура $T_{пл}$ = 284 К. Обработка полученных по газу результатов по стандартной методике показана на рис. 171, кривые *1* и *2*. Характер индикаторной кривой показывает, что коэффициенты фильтрационного сопротивления меняются от режима к режиму и поэтому определить эти коэффициенты графически из линии *2* не удалось. В принципе, в этой скважине должен иметь место приток нефти и весьма незначительного количества растворенного газа. Промышленный приток газа связан с его прорывом из газонасыщенной части пласта через перфорированный нефтенасыщенный интервал. Из рис. 172, кривая *2*, видно, что по мере увеличения депрессии на пласт резко увеличивается толщина зоны прорыва газа. Для обработки данных, полученных в процессе испытания, сначала приближенно определялись значения коэффициентов a^* и b^*. Затем, используя кривую зависимость ΔP^2 от $Q_г$, вычислялись значения $h(\Delta P)$. Результаты этих расчетов приведены в табл. 97. Как следовало ожидать, обработка индикаторной кривой в координатах $\Delta P^2 h(\Delta P)$ и $\Delta P^2 h(\Delta P)/Q_г$ от $Q_г$ позволила определить коэффициенты a и b на каждом режиме.

Естественно, что уменьшение коэффициентов a и b по мере роста депрессии на

Предложенная обработка

$h(\Delta P)$, м	$\Delta P^2 h(\Delta P)$, МПа^2	$\frac{\Delta P^2 h(\Delta P)}{Q_г}$	a_i	b_i
1,0	27,0	2,70	2,61	0,90
1,25	55,44	2,77	2,09	0,64
1,75	112,0	2,80	1,49	0,29
2,33	170,09	2,83	1,12	0,17
2,95	227,15	2,84	0,88	0,10
3,52	285,98	2,85	0,72	0,07
4,62	374,32	2,86	0,56	0,04

пласт приводит к образованию кривой с выпуклостью к оси ΔP^2. В рассматриваемых примерах принималось, что уменьшение значений a и b от величины ΔP связано только с увеличением h от режима к режиму. На самом деле, переменными являются и проницаемости вновь подключенных интервалов. Поэтому целесообразно связывать изменения коэффициентов a и b с изменением комплекса параметров $k(\Delta P)h(\Delta P)$ и $l(\Delta P)h^2(\Delta P)$. Такое предположение позволит исключить погрешности, связанные с заданием неточных значений k и l для вычисления величин a_1^* и b_1^*, которые определяются из соотношений:

$$a^* = a_1^*/k(\Delta P) \quad \text{и} \quad b^* = b_1^*/l(\Delta P) \qquad (125.6)$$

и могут быть подсчитаны с достаточно высокой точностью по известным коэффициентам a_1 и b_1 на первом режиме:

$$a_1 = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi T_{ст}} \left[\ln \frac{R_к}{R_с} + C_1 + C_2 \right],$$

$$b_1 = \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл}}{2\pi^2 T_{ст}} \left[\frac{1}{R_с} - \frac{1}{R_к} + C_3 + C_4 \right]. \qquad (126.6)$$

Тогда формула для обработки полученных индикаторных кривых с выпуклостью к оси ΔP^2 будет иметь вид

$$\frac{\Delta P^2 k(\Delta P) h(\Delta P)}{Q_г} a_1^* + b_1^* \frac{Q_г}{\eta h(\Delta P)}, \qquad (127.6)$$

где η – числовой коэффициент пропорциональности между коэффициентами проницаемости и макрошероховатости l, приближенно определяемой из соотношения (66.4). Изложенная выше методика обработки индикаторных кривых с учетом изменения одновременно $k(\Delta P)$, $l(\Delta P)$ и $h(\Delta P)$ исходит из условия, что на первом режиме работает первый интервал с относительными величинами $\bar{k}(\Delta P) = 1$, $\bar{l}(\Delta P) = 1$ и $\bar{h}(\Delta P) = 1$. На втором, третьем и последующих режимах происходит увеличение k, l и h и поэтому для определения коэффициентов a и b на следующих режимах необходимо использовать соотношения a_i/a_1 и b_i/b_1, а затем a_1 и b_1 разделить на эти соотношения.

Предложенные выше методы обработки индикаторных кривых, снятых в скважинах, которые вскрыли газонефтенасыщенные пласты или только нефтенасыщенные интервалы с прорывом газа, могут быть использованы при интерпретации результатов исследования таких скважин. Если при испытании таких скважин получатся индикаторные кривые, имеющие стандартную форму, то это будет означать, что происходит одновременно увеличение $h(\Delta P)$ и уменьшение средних k и l по мере увеличения ΔP в результате подключения интервалов со значительно худшими проницаемостями и коэффициентами макрошероховатости.

6.8.6. Интерпретация результатов исследования при совместном притоке к совершенной скважине газа и нефти

В процессах исследования и эксплуатации скважин, вскрывших единым фильтром газонефтеводонасыщенные интервалы газонефтеконденсатных залежей имеет место совместный приток газа и нефти или газа, нефти и воды. В связи с этим возникает необходимость обработки результатов исследований скважин при установившихся режимах фильтрации в условиях совместного притока флюидов к забою скважины.

6.8.6.1. Совместный приток газа и нефти к скважине

Установившийся совместный радиальный приток газа и нефти по закону Дарси к совершенной по степени и характеру вскрытия скважине рассмотрен в [16]. Для постоянного давления вдоль вертикальной координаты (при пренебрежении различием плотностей флюидов), а также при учете различия вязкостей газа и нефти формулы притока газа и жидкости к скважине в условиях их совместного притока имеют вид

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = \frac{\mu_г Z P_{ат} T_{пл} f_1(H,h,h_3) \ln R_к / R_с}{\pi k_г H T_{ст}} Q_г \qquad (128.6)$$

$$P_{пл} - P_з = \frac{\mu_н f_2(H,h,h_3) \ln R_к / R_с}{2\pi k_н H} Q_н, \qquad (129.6)$$

где

$$f_1(H,h,h_3) = \frac{a^2 - b^2}{c}; \quad f_2(H,h,h_3) = \frac{a-b}{c}; \qquad (130.6)$$

$$a = \frac{h}{H-h}; \quad b = \frac{h_3}{H-h_3}; \quad C = a - b + \ln\frac{H-h}{H-h_3}; \qquad (131.6)$$

$P_{пл}$, $P_з$, $P_{ат}$ – пластовое, забойное и атмосферное давления соответственно; $Q_г$, $Q_н$ – дебиты газа и нефти при $P_{ат}$, $T_{ст}$; $R_к$, $R_с$ – радиусы контура пласта и скважины; $\mu_г$, $\mu_н$ – коэффициенты динамической вязкости газа и жидкости; k – коэффициент проницаемости пласта; H – общая толщина пласта; h, $h_з$ – толщины пласта, насыщенного жидкостью, на контуре удельной зоны дренирования и на забое скважины.

При совместном притоке флюидов к скважине деформируется граница их раздела. Форма границы раздела определяется трансцендентным уравнением согласно [18]. Ордината на забое вычисляется по формуле

$$h_з = \frac{aHP_з / P_{пл}}{aP_з / P_{пл} + 1} = \frac{aHd}{ad+1}, \qquad (132.6)$$

где $d = P_з/P_{пл}$.

По формулам (128.6) и (129.6) построены индикаторные линии для газа и нефти в условиях совместного притока при следующих исходных данных: $P_{пл}$ = 20 МПа; $R_с$ = 0,1 м; $R_к$ = 300 м; H = 50 м; k = 1,0 мкм^2; $\mu_г$ = 0,02 МПа · с; $\mu_в$ = 1,0 мПа · с; $\mu_н$ = 0,5 мПа · с. Индикаторные линии построены в безразмерных координатах и имеют вид, изображенный на рис. 173. Индикаторные линии, построенные по формулам Дюпюи, совпадают для случаев газа и нефти и соответствуют линии *1*. Индикаторные линии для случая совместного притока флюидов к скважине соответствуют

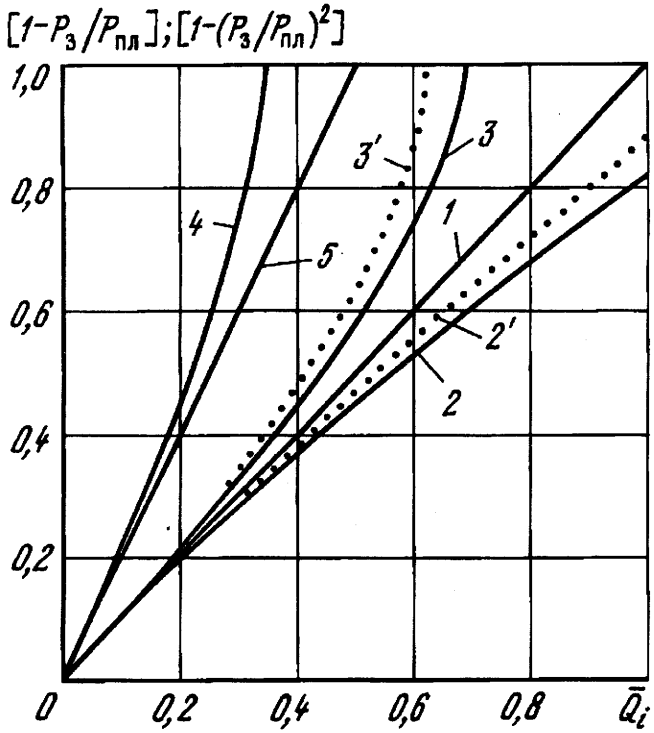


Рис. 173. Индикаторные кривые, построенные в безразмерных координатах при одновременном полном вскрытии нефтегазоводяных пластов единым фильтром

1 – для газа и нефти при их раздельном притоке к забою по линейному закону; *2, 3, 5* – при раздельном притоке газа (*2*), нефти (*3*), воды (*5*); *2′, 3′, 4* – при их совместном притоке

на рисунке линиям, причем, полученные по формуле (129.6) – линиям *2* и *2′*, а полученные по формуле (128.6) – линиям *3* и *3′*. По оси ординат в случае жидкости откладывается безразмерная величина депрессии на пласт, а в случае газа – безразмерная разница квадратов пластового и забойного давлений. По оси абсцисс откладываются безразмерные значения дебитов газа или жидкости Q_i, под которыми понимается $Q_i = Q_i/Q_{i0}$. Здесь Q_{i0} – максимально возможные значения дебитов скважины по газу или жидкости, вычисленные по формулам Дюпюи, когда h/H – фиксировано, депрессия на пласт максимальна ($P_з = 0$), а для коэффициента динамической вязкости принимается наименьшее из рассматриваемых значений; Q_i – дебиты газа или нефти, вычисленные по формулам (128.6) и (129.6) соответственно.

6.8.6.2. Совместный приток газа, нефти и подошвенной воды

Радиальный установившийся совместный приток при линейном законе газа, нефти и подошвенной воды к совершенной скважине описывается системой обыкновенных дифференциальных уравнений [19]. С учетом различия вязкостей газа, нефти и воды решение задачи о совместном притоке флюидов к совершенной скважине при заданном забойном давлении позволяет определить давление в области фильтрации флюидов, дебитов скважин по газу, нефти и воде, а также границы раздела газа и нефти, нефти и воды.

Формулы притока газа и жидкостей (нефти и воды) аналогичны формулам (128.6) и (129.6) соответственно и различаются значениями функций f_i, характеризующими

особенности совместного притока флюидов к скважине, где

$$f_1 = \frac{h_3^2 - a^2 h_1^2}{bC}; \quad f_2 = \frac{h_3 - a h_1}{dC}; \quad f_3 = \frac{h_3 - a h_1}{lC};$$

$$a = \frac{Z_{вн}}{H - h_{гн}}; \quad b = \left[\frac{h_1 h_2}{h_2 + h_3}\right]^2; \quad C = \frac{H}{h_1} - \frac{H}{H - h_{гн}} + \ln\frac{h_1}{H - h_{гн}}; \tag{133.6}$$

$$d = \frac{h_1 h_2 h_3}{(h_2 + h_3)^2}; \quad l = \frac{h_1 h_3^2}{(h_2 + h_3)^2}.$$

Здесь h_1, h_2, h_3 – толщины газо-, нефте- и водонасыщенных зон на контуре пласта; $h_{гн}$, $Z_{вн}$ – ординаты газонефтяного и водонефтяного контактов на забое скважины, отсчитываемые от подошвы пласта.

Значения ординаты водонефтяного контакта на забое скважины определяется выражением

$$Z_{вн} = lmH/(1 + ln), \tag{134.6}$$

где

$$l = P_з / P_{пл}; \quad m = h_3 / h_1; \quad n = (h_2 + h_3) / h_1 \tag{135.6}$$

Значение ординаты газонефтяного контакта на забое скважины записывается в виде

$$h_{гн} = lHn/(1 + ln). \tag{136.6}$$

На основе формул (128.6) и (129.6) построены индикаторные линии для газа, нефти и воды в условиях совместного притока при следующих исходных данных: $\mu_г$ = = 0,02 мПа · с; $\mu_н$ = 0,5 мПа · с; $\mu_в$ = 1,0 мПа · с. На рис. 173 приводятся индикаторные линии в безразмерных координатах при раздельном притоке трех флюидов к скважине – линии *2, 3, 5* и совместном притоке – линии 2^1, 3^1, *4* соответственно.

При совместном притоке трех флюидов – газа, нефти и воды к скважине граница раздела газа и нефти деформируется сильнее по сравнению со случаем совместного притока к скважине двух флюидов (газа и нефти). Однако при совместном притоке трех флюидов, наряду с деформацией ГНК, имеет место также и деформация ВНК, что приводит к увеличению толщины нефтенасыщенной зоны на забое скважины, а дебиты скважины по газу и нефти в случае притока трех флюидов будут больше, чем в случае притока двух флюидов к скважине.

Из анализа форм индикаторных кривых, представленных на рис. 173, следует, что при депрессиях на пласт, составляющих не более 10–20% от начального пластового давления, начальные участки индикаторных линий для жидких и газообразных флюидов при совместном притоке близки к прямолинейным зависимостям, построенным на основе формул Дюпюи. Это означает, что если при исследованиях скважин депрессии на пласт не превосходят $(0{,}1–0{,}2)P_{пл}$, то фактические индикаторные линии можно обрабатывать по стандартным методикам. Тогда определяемые коэффициенты продуктивности будут учитывать несовершенство скважин по характеру вскрытия. Индикаторные же линии для газа при обработке по стандартной методике позволят определить коэффициенты фильтрационных сопротивлений *a* и *b* в двучленной формуле притока с учетом нарушения закона Дарси и несовершенства скважины по характеру вскрытия.

В случае больших депрессий на пласт следует использовать указанные решения соответствующих прямых задач и методов, например наименьших квадратов, для отыскания искомых параметров пласта из условия обеспечения минимума суммы среднеквадратичных невязок расчетных и фактических забойных давлений (дебитов флюидов).

При исследованиях скважин при установившихся режимах в условиях совместного

притока флюидов следует иметь в виду следующее обстоятельство. Установившийся (устойчивый) совместный приток имеет место в том случае, когда пропускная способность каждого интервала вскрытия соответствует продуктивной характеристике данного интервала, например, по газу (нефти, воде). Поэтому стабилизация режимов является необходимым условием справедливости существования указанного условия установившегося совместного притока флюидов. Достаточное условие включает в себя геофизические исследования с целью определения момента стабилизации отметки ГНК или (и) ВНК у забоя скважины.

6.8.6.3. Совместный приток газа и жидкости к скважине при нелинейном законе фильтрации в области газоносности

Радиальный установившийся совместный приток газа и жидкости к совершенной скважине при нарушении закона Дарси также описывается системой обыкновенных дифференциальных уравнений при соответствующих граничных условиях. При учете различия вязкостей газа и жидкости задача совместного притока флюидов к скважине при заданном забойном давлении решается численными методами. В результате ее решения определяется распределение давлений в области фильтрации флюидов, дебиты скважины по газу и жидкости, а также форма границы раздела газа и жидкости.

При нарушении линейного закона фильтрации в области газоносности граница раздела газа и жидкости в условиях их совместного притока деформируется сильнее, чем при линейном законе. Степень деформации границы раздела зависит от коэффициента извилистости поровых каналов β^*. С увеличением β^* увеличивается степень деформации границы раздела газа и жидкости.

Разработанный алгоритм численного решения этой задачи включает в себя метод Рунге–Кутта для решения систем обыкновенных дифференциальных уравнений, а также метод Симпсона для численного интегрирования определенных интегралов. Алгоритм был реализован на языке "Фортран-IV" на ЭВМ ЕС 10-55. Программа называется NZF (см. Приложение 2).

6.8.7. Определение дебита газа и нефти при полном и частичном вскрытии газонефтенасыщенного интервала и гиперболическом характере границы раздела газ–нефть

I. При полном вскрытии газонефтяного пласта распределения давления в газонасыщенном интервале будет определяться двучленным законом, а в нефтенасыщенном – законом Дарси. Распределение давления в газоносном пласте при двучленном законе сопротивления близко к кривой, имеющей вид гиперболы. Поэтому границы раздела газ–нефть условно принимаются в виде гиперболы. Считается, что толщина газонасыщенного интервала при полном и одновременном вскрытии газонефтенасыщенных зон меняется согласно

$$h_г(R) = h_0 - h_н(R), \tag{137.6}$$

где $h_0 = h_{г0} + h_{н0}$ – суммарная газонефтенасыщенная толщина газонефтяного пласта; $h_н(R)$ – нефтенасыщенная толщина пласта в процессе работы скважины, вычисляется по формуле

$$h_н(R) = \alpha + \beta R_c/R, \tag{138.6}$$

где α, β – постоянные коэффициенты, определяемые из граничных условий, они равны:

$$\alpha = h_н(R_c) - \frac{h_н(R_c) - h_н(R_к)}{R_к - R_c} R_к; \quad \beta = [h_н(R_c) - h_н(R_к)]R_к / (R_к - R_c). \tag{139.6}$$

Приближенно коэффициенты α и β могут быть приняты:

$$\alpha^* \approx h_н(R_к); \quad \beta^* = h_н(R_с) - h_н(R_к) \tag{140.6}$$

Для однородного газонефтяного пласта с заданными характерами изменения толщины, согласно формулам (137.6) и (138.6), при полном вскрытии связи между ΔP и $Q_н$, и ΔP^2 и $Q_г$ будут иметь вид

$$\Delta P = P_{пл} - P_з = \frac{Q_н \mu_н}{2\pi k \alpha} \ln \frac{\alpha R_к + \beta R_с}{R_с(\alpha + \beta)}. \tag{141.6}$$

Для приближенных значений α^* и β^* формула (141.6) примет вид:

$$P_{пл} - P_з = \frac{Q_н \mu_н}{2\pi k h_н(R_к)} \ln \frac{(R_к - R_с)h_н(R_к) + R_с h_н(R_с)}{R_с h_н(R_с)}, \tag{142.6}$$

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = \frac{Q_г \mu_г Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k T_{ст}[h_0 - h_н(R_к)]} \ln \frac{R_к(\alpha - h_0) + \beta R_с}{R_с(\alpha - h_0 + \beta)} +$$

$$+ \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} Q_г^2 (R_к - R_с)}{2\pi^2 l T_{ст}[\beta R_с + R_к(\alpha - h_0)] R_с(\alpha - h_0 + \beta)}. \tag{143.6}$$

Для значений α^* и β^* формула (140.6) упрощается и принимает вид:

$$\Delta P^2 = \frac{Q_г \mu_г Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k T_{ст}[h_0 - h_н(R_к)]} \ln \frac{R_к[h_0 - h_н(R_к)] + R_с[h_н(R_к) - h_н(R_с)]}{R_с[h_0 - h_н(R_к)]} +$$

$$+ \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} Q_г^2 (R_к - R_с)}{2\pi^2 l T_{ст}\{R_к[h_н(R_к) - h_0] + R_с[h_н(R_с) - h_н(R_к)]\} R_с[h_н(R_с) - h_0]}. \tag{144.6}$$

Учитывая, что $R_с \ll R_к$ и $R_с[h_н(R_к) - h_н(R_с)] \ll R_к[h_с - h_н(R_к)]$, формулы (142.6) и (144.6) можно представить в виде

$$\Delta P = P_{пл} - P_з = \frac{Q_н \mu_н}{2\pi k h_н(R_к)} \ln \frac{R_к h_н(R_к)}{R_с h_н(R_с)}, \tag{145.6}$$

$$\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_з^2 = \frac{Q_г \mu_г Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k T_{ст}[h_0 - h_н(R_к)]} \ln \frac{R_к[h_0 - h_н(R_к)]}{R_с[h_0 - h_н(R_с)]} +$$

$$+ \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} Q_г^2 (R_к - R_с)}{2\pi^2 l T_{ст} R_к R_с [h_н(R_к) - h_0][h_н(R_с) - h_0]}. \tag{146.6}$$

Таким образом, при полном вскрытии изотропного газонефтяного пласта и гиперболическом характере изменения газа и нефтенасыщенных толщин зависимости между депрессий на пласт и дебитами нефти и газа могут быть обработаны по формулам (137.6)–(146.6). При известных параметрах пласта, т.е. при известных $R_с$, $R_к$, k и измеренных величинах $P_з$ и $Q_н$, из формулы (142.6) может быть определена нефтенасыщенная толщина пласта у забоя скважины. Если же измерить $P_з$, $Q_н$, $Q_г$ и $h_н(R_к)$, то обработанные в координатах ΔP от $Q_н$ и ΔP^2 от $Q_г$ результаты измерения позволят определить коэффициенты продуктивности и сопротивления пласта.

Пример. Определить дебиты нефти и газа соответственно при известных ΔP и ΔP^2 при исходных данных: $h_0 = 20$ м, $h_г(R_к) = 10$ м, $h_н(R_к) = 10$ м, $R_с = 0{,}1$ м, $R_к = 500$ м, $\mu_н = 6$ мПа · с, $\mu_г = 0{,}01$ мПа · с, $k = 0{,}2$ мкм^2, $l = 1 \cdot 10^{-8}$ м, $h_н(R_с) = 5$ м, $P_{пл} = 15$ МПа, $P_з = 13{,}5$ МПа, $Z = 1$, $T_{пл} = T_{ст}$ (данные, близкие параметром Среднеботуобинского газонефтяного месторождения). При этом $Q_н = 29{,}473$ м^3/сут [по формуле (142.6)] и $Q_н = 29{,}470$ м^3/сут [по формуле (145.6)], а дебит газа $Q_г = 2{,}03 \cdot 10^6$ м^3/сут. Индикаторные кривые при $h_н(R_с) = 1 \cdot 10^{-9{,}5}$ м; 3,0 м; 5,0 м; 9,0 м и 10,0 м показаны на рис. 174 *а, б*.

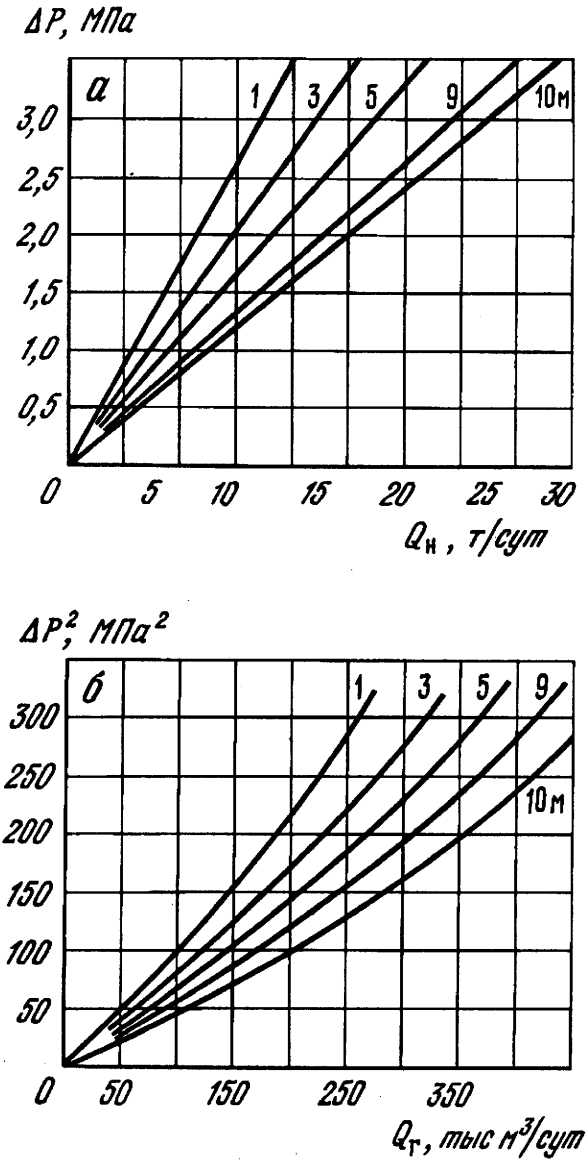


Рис. 174. Зависимости $Q_н$ от ΔP при $h_н(R_к)$ = 1; 3; 5; 9 и 10 м (*а*) и $Q_г$ от ΔP^2 при $h_н(R_с)$ = 1; 3; 5; 9 и 10 м (*б*)

II. При полном вскрытии только нефтенасыщенного интервала распределение давления в нефтенасыщенной зоне принимается по закону Дарси, а характер изменения нефтенасыщенной толщины гиперболический. При выборе формул границы раздела газ–нефть в виде гиперболы предполагается, что форма границы раздела в большей степени связана с распределением давления в газоносной зоне, чем с давлением в нефтеносной. Так как вскрыта вся нефтенасыщенная зона, закон фильтрации и форма границы раздела идентичны с полным вскрытием всего газонефтенасыщенного интервала, то связь между перепадом давления и дебитом нефти в данном случае будет определяться формулой (141.6) или ее разновидностями: (142.6) и (145.6).

Для определения дебита газа, прорвавшегося через перфорированный нефтенасыщенный интервал, считается, что в результате прорыва газа газонасыщенная

толщина газонефтяного пласта становится переменной величиной. На забое скважины она определяется по формуле

$$h_{\text{г}}(R_{\text{с}}) = h_0 - h_{\text{н}}(R_{\text{с}}), \tag{147.6}$$

а на контуре питания по формуле

$$h_{\text{г}}(R_{\text{к}}) = h_0 - h_{\text{н}}(R_{\text{к}}). \tag{148.6}$$

Геометрически конфигурация газонасыщенной толщины образуется двумя параллельными боковыми сторонами, равными $h_{\text{г}}(R_{\text{с}})$ и $h_{\text{г}}(R_{\text{к}})$, кровлей газонефтяного пласта и границей раздела газ–нефть, определяемой формулой (139.6). Так как газ поступает в скважину только через нефтенасыщенную зону в результате прорыва, то для газа имеет место приток к несовершенной скважине. При этом степень вскрытия пласта для газа определяется формулой

$$h_{\text{вс.г}} = h_0 - [h_{\text{н}}(R_{\text{к}}) - h_{\text{г0}}], \tag{149.6}$$

где $h_{\text{г0}}$ – начальная газонасыщенная толщина газонефтяного пласта до прорыва газа в скважину.

Нелинейный закон притока газа к несовершенной скважине из пласта с переменной газонасыщенной толщиной относится к сложным задачам подземной газодинамики, и точное аналитическое решение отсутствует. Для получения простых расчетных формул притока допускается, что происходит искривление линий тока в призабойной зоне согласно гиперболической кривой. Это означает, что приток газа к скважине из газонасыщенного пласта переменной толщины, характер изменения которого описан выше, происходит к совершенной скважине, вскрывшей пласт с толщиной, описываемой гиперболическими кривыми, как это показано на рис. 175. При этом возможны два варианта решения задачи.

1. Задан характер изменения газонасыщенной толщины пласта

$$h_{\text{г}}(R) = h_0 - h_{\text{н}}(R) = h_0 - [\alpha + \beta R_{\text{с}} / R], \tag{150.6}$$

где коэффициенты α и β определяются по формулам (139.6) и (140.6) и для этого характера $h_{\text{г}}(R)$ влияние несовершенства описывается эквивалентной новой толщиной газоносного пласта, но совершенного по степени вскрытия. Такая эквивалентная толщина с достаточной точностью может быть предоставлена в виде

$$h_{\text{г.нс}}(R) = h_{\text{г}}(R) - \frac{h_{\text{г}}(R) - [h_0 - (\alpha + \beta R_{\text{с}} / R)]}{R} R_{\text{с}}. \tag{151.6}$$

2. Задан характер изменения газонасыщенной толщины пласта и из него вычитается та застойная зона, которая ограничена линиями тока. Математически этот вариант описывается формулой

$$h_{\text{г}}(R) = h_0 - h_{\text{н}}(R), \tag{152.6}$$

$$h_{\text{г.нс}}(R) = \alpha_2 + \beta_2 R_{\text{с}} / R - \alpha - \beta R_{\text{с}} / R = (\alpha_2 - \alpha) + (\beta_2 - \beta) R_{\text{с}} / R, \tag{153.6}$$

где

$$\alpha_2 = h_{\text{н}}(R_{\text{к}}) - \frac{h_0 - h_{\text{н}}(R_{\text{к}})}{R_{\text{с}} - R_{\text{к}}} R_{\text{к}} \approx h_0; \quad \beta_2 = \frac{h_0 - h_{\text{н}}(R_{\text{к}})}{R_{\text{с}} - R_{\text{к}}} R_{\text{к}} \approx h_{\text{н}}(R_{\text{к}}) - h_0. \tag{154.6}$$

Введем обозначения:

$$a^* = \frac{\mu_{\text{г}} Z P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{\pi k T_{\text{ст}}} Q_{\text{г}}; \quad b^* = \frac{\rho_{\text{ат}} P_{\text{ат}} Z T_{\text{пл}}}{2\pi^2 l T_{\text{ст}}} Q_{\text{г}}^2. \tag{155.6}$$

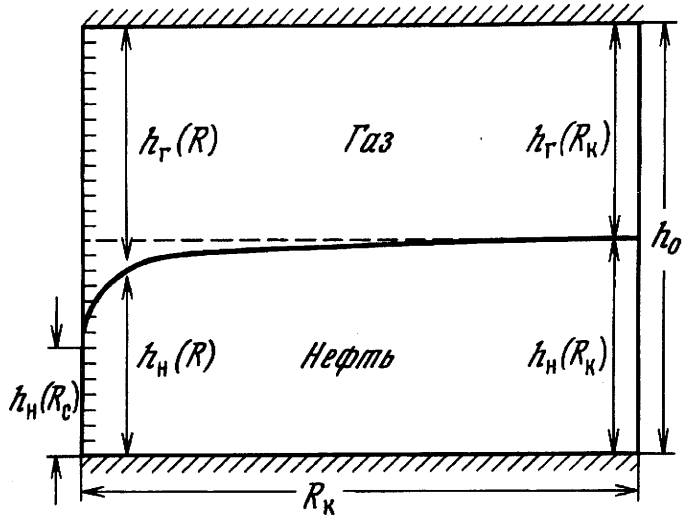


Рис. 175. Схема притока газа и нефти к совершенной газонефтяной скважине
Пояснение см. в тексте

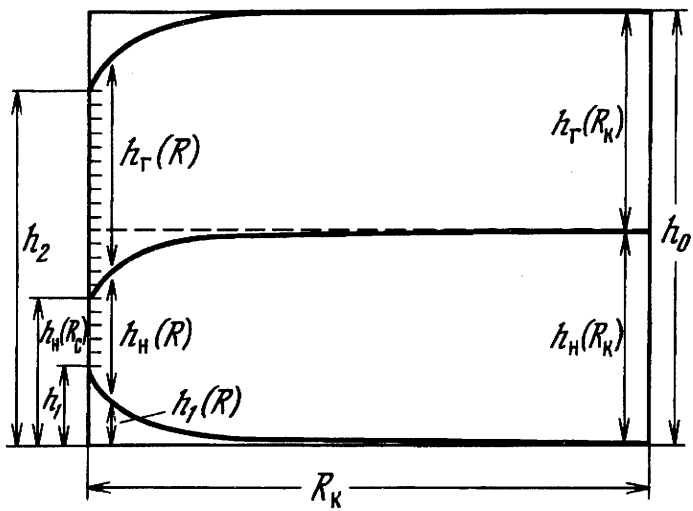


Рис. 176. Схема притока газа и нефти к несовершенной газонефтяной скважине
Пояснение см. в тексте

Тогда для второго варианта формула притока газа к скважине будет иметь вид:

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = \frac{a^*}{h_0 - h_н(R_к)} \ln \frac{R_к[h_0 - h_н(R_к)] + R_с[2h_н(R_к) - h_0 - h_н(R_с)]}{R_с[2h_н(R_к) - h_0 - h_н(R_с)] + R_с[h_0 - h_н(R_к)]} +$$

$$+ \frac{b^*}{h_0 - h_н(R_к)} \times \qquad (156.6)$$

$$\times \left[\frac{1}{R_с[2h_н(R_к) - h_0 - h_н(R_с)] + R_с[h_0 - h_н(R_к)]} - \frac{1}{R_к[h_0 - h_н(R_к)] + R_с[2h_н(R_к) - h_0 - h_н(R_с)]} \right]$$

или в более упрощенном виде:

$$\Delta P^2 = a_1 \frac{Q_г}{h_0 - h_н(R_к)} \ln \frac{R_к[h_0 - h_н(R_к)]}{R_с[h_н(R_к) - h_н(R_с)]} + b_1 \frac{Q_г^2}{h_0 - h_н(R_к)} \times$$

$$\times \left[\frac{1}{R_с[h_н(R_к) - h_н(R_с)]} - \frac{1}{R_к[h_0 - h_н(R_к)]} \right], \qquad (157.6)$$

где

$$a_1 = a^* / Q_г; \quad b_1 = b^* / Q_г^2.$$

III. При вскрытии только нефтенасыщенного интервала частично происходит приток нефти к несовершенной скважине и прорыв газа через перфорированный нефтеносный интервал. Схема вскрытия показана на рис. 176. Для получения простых расчетных формул нефти и газа к такой скважине допускается, что характер изменения нефтенасыщенной толщины описывается формулой (138.6), где $\alpha \cong h_н(R_к)$ и $\beta \cong h_н(R_с) - h_н(R_к)$. Пусть

$$h_1(R) = \alpha_з + \beta_з R_с/R; \qquad (158.6)$$

с учетом граничных условий определены значения $\alpha_з$ и $\beta_з$, которые равны:

$$\alpha_3 = -R_с h_1(R_с) / R_к; \quad \beta_3 = R_к h_1(R_к) / (R_к - R_с) \approx h_1(R_к). \qquad (159.6)$$

Зона, из которой фильтруется нефть к скважине, будет иметь толщину

$$h_н(R) = \alpha + \beta R_с / R - \alpha_3 - \beta_3 R_с / R = (\alpha - \alpha_3) + (\beta - \beta_3) R_с / R. \qquad (160.6)$$

Дебит нефти будет определяться формулой

$$\Delta P = P_{пл} - P_з = \frac{Q_н \mu_н}{2\pi k(\alpha - \alpha_3)} \ln \frac{R_к(\alpha - \alpha_3) + R_с(\beta - \beta_3)}{R_с(\alpha - \alpha_3) + R_с(\beta - \beta_3)}. \qquad (161.6)$$

В упрощенном виде

$$\Delta P = \frac{Q_н \mu_н R_к}{2\pi k[h_н(R_к)R_к - h_1(R_с)R_с]} \ln \frac{(R_к - R_с)h_н(R_к) + R_с h_н(R_с)}{R_с h_н(R_с) + h_1(R_с)(R_с^2 / R_к - R_с)}. \qquad (162.6)$$

Для газа газонасыщенная толщина вдоль радиуса будет определяться формулой

$$h_г(R) = \alpha_4 + \beta_4 R_с/R, \qquad (163.6)$$

где

$$\alpha_4 = h_0 - \frac{(h_2 - h_0)R_с}{R_к - R_с}; \quad \beta_4 = \frac{(h_2 - h_0)R_с}{R_к - R_с}, \qquad (164.6)$$

а эквивалентная толщина, по которой происходит приток газа к скважине, определяется формулой

$$h_{г.нс}(R) = (\alpha - \alpha_4) + (\beta - \beta_4) R_с/R. \qquad (165.6)$$

Дебит газа, прорвавшегося через несовершенный нефтенасыщенный интервал, определяется по формуле

$$\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_з^2 = \frac{a^* Q_г}{h_0 - h_н(R_к)} \ln \frac{R_к[h_0 - h_н(R_к)] + R_с[h_2 - h_0 - h_н(R_с) - h_н(R_к)]}{R_с[h_2 - h_н(R_с)]} +$$

$$+ \frac{b^* Q_г^2}{h_0 - h_н(R_к)} \left[\frac{1}{R_с[h_2 - h_н(R_с)]} - \frac{1}{R_к[h_0 - h_н(R_к)] + R_с[h_2 - h_0 - h_н(R_с) + h_н(R_к)]} \right], \qquad (166.6)$$

Глава 7

ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ

7.1. МЕТОДЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ

Исследование месторождений на газоконденсатность проводится с целью определения параметров и показателей, являющихся исходными для подсчета запасов газа и конденсата, проектирования разработки и обустройства месторождений, переработки конденсата и контроля за разработкой месторождения. В целом исследования на газоконденсатность делятся на первичные и текущие. В обоих случаях эти исследования делятся на промысловые и лабораторные. При промысловых и лабораторных исследованиях на газоконденсатность изучаются:

– составы пластового и добываемого газов по толщине и по площади залежи и их изменения в процессе разработки;

– физико-химические свойства газа и конденсата;

– фазовое состояние газоконденсатной смеси.

Определение параметров газоконденсатной системы проводится несколькими методами. Наиболее широкое распространение получила методика исследования скважин на газоконденсатность, разработанная ВНИИГазом и рекомендованная в качестве инструкции. Эта методика позволяет изучать газоконденсатную характеристику залежи на разведочных площадях и осуществлять контроль за ней на разрабатываемых месторождениях. Однако разработанные до настоящего времени методы и действующие инструкции по исследованию на газоконденсатность не позволяют получить качественную информацию на месторождениях с низкими коллекторскими свойствами, обусловливающими значительные депрессии на пласт, длительные периоды стабилизации давления и дебита и ухудшенные условия выноса жидкости из забоя.

Определение газоконденсатной характеристики при наличии в продукции скважины ингибиторов коррозии и гидратообразования встречает трудности, вызванные этими ингибиторами. Наличие ингибиторов снижает достоверность полученной информации о газоконденсатной характеристике залежи.

Необходимость сокращения продолжительности исследования на газоконденсатность с целью охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов, а также средств на исследовательские работы требуют пересмотра существующих технологий и техники для изучения газоконденсатной характеристики месторождения. Эти условия явились причиной возникновения ряда методов оценки текущей газоконденсатной характеристики разрабатываемых месторождений.

В целом, в настоящее время промышленностью не выпускаются установки для исследования скважин на газоконденсатность путем разделения фаз всего потока. Разработанная в середине 50-х годов передвижная установка под названием "Лаборатория передвижная газоконденсатная – ЛПГ-1" снята с производства в начале 70-х годов из-за низкой пропускной способности, неполного отделения жидкой фазы сепаратором устаревшей конструкции, коррозионно-опасным исполнением установки и т.д. Поэтому промысловые исследования скважин на газоконденсатность проводятся с помощью:

– сепараторов, изготовленных самими предприятиями, занимающимися разведкой

или разработкой данного газоконденсатного месторождения; в большинстве случаев эти сепараторы не отвечают требованиям, предъявляемым к ним для определения газоконденсатной характеристики залежи;

– контрольных сепараторов, входящих в комплект установок комплексной подготовки газа на промыслах; на стадии разведки использование контрольных сепараторов исключается, так как на этой стадии отсутствуют УКПГ;

– малогабаритных сепарационных установок типа "Конденсат-2", НТ ПКП-5(8) и т.д.; эти установки используют весьма незначительную часть потока, и если поток неоднороден, то получаемые параметры газоконденсатной смеси могут существенно отличаться от истинных значений этих параметров;

– передвижных установок типа "Порта-Тест"; эти установки имеют достаточно широкий диапазон изменения по производительности, давлению и температуре и предназначены для газоконденсатных исследований в коррозийной и антикоррозийной средах с подогревом всего потока газа.

Приведем краткое описание применяемых для исследования скважин на газоконденсатность установок.

7.1.1. Установка "Порта-Тест"

Предназначена для проведения промысловых газоконденсатных исследований скважин на месторождениях без содержания в составе газа коррозионно-активных компонентов и с их содержанием. Технологическая схема установки показана на рис. 177. Основными узлами установки являются: подогреватель, сепаратор, измерители расходов, давлений и температур. Принцип работы установки следующий: газоконденсатоводная смесь из скважины поступает в подогреватель *1*, где нагревается до необходимой температуры, предусмотренной программой исследования. На регулируемом штуцере давление смеси снижается до рабочего, но не выше 10,0 МПа. Далее газожидкостная смесь направляется в сепаратор для отделения жидкой фазы от газовой. В нижней части сепаратора находится жидкостный накопитель, где происходит разделение воды (воды и метанола) и конденсата за счет разности их плотностей.

Таблица 98

Техническая характеристика основных узлов установки "Порта-Тест"

Наименование узла	P, МПа	T, К	Q, м^3/сут	Габариты		Примечание
				диаметр, м	высота, м	
Сепаратор	10	245–310	$1{,}5 \cdot 10^6$ 250 350	0,40	2,80	Неочищенный газ, сероводород, вода и конденсат
Подогреватель	–	–	–	1,80	8,80	50% ДЭГ + + 50% воды
корпус	–	353	–	–	–	Неочищенный газ
змеевик	17,0	293	–	–	–	–
Скруббер	0,035	253–283		0,30	–	Неочищенный газ
Счетчик конденсата	–	–	≤0,286	–	–	Нестабильный конденсат
Счетчик воды	–	–	≤0,286	–	–	–

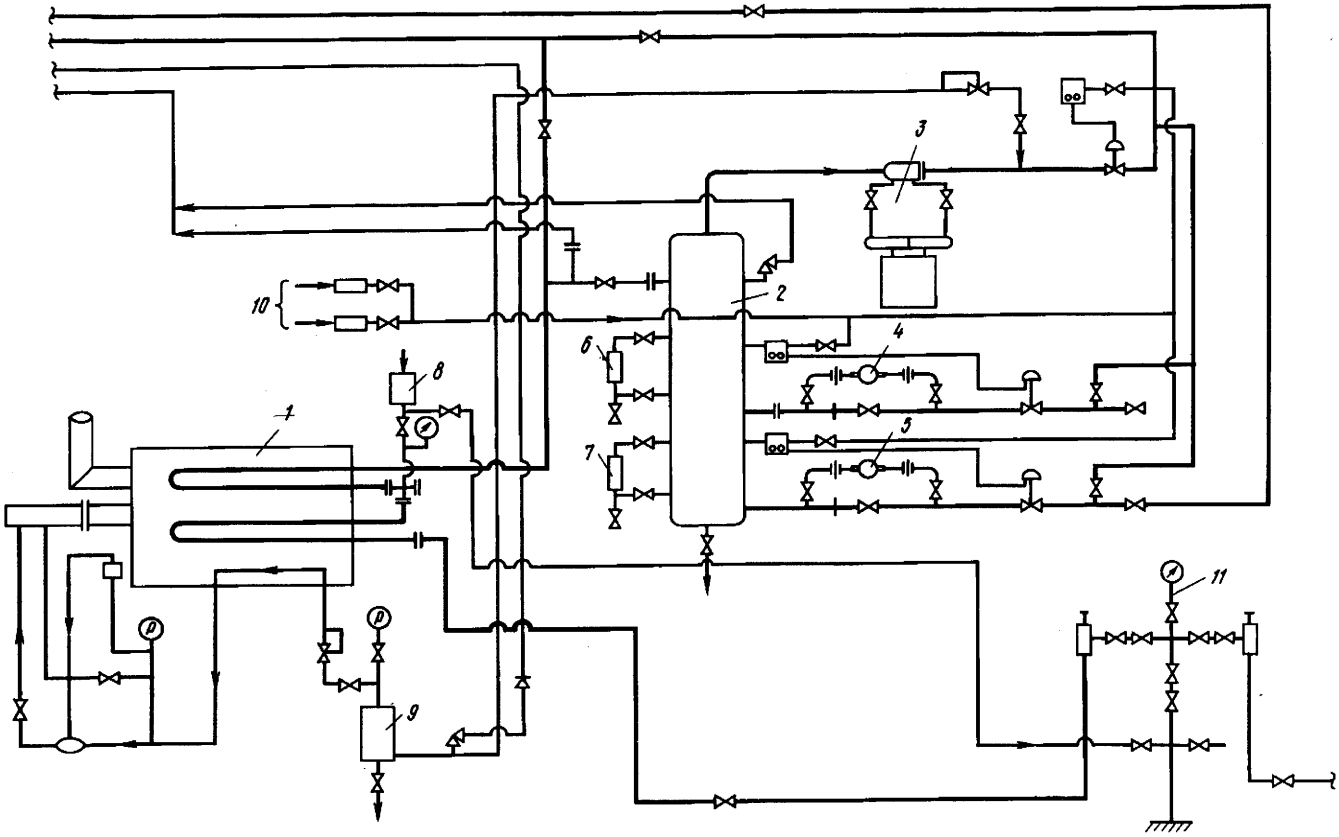


Рис. 177. Технологическая схема установки "Порта-Тест"

1 – подогреватель; *2* – сепаратор; *3–5* – расходомеры: *3* – для газа, *4*, *5* – для конденсата и воды; *6*, *7* – уровнемерные трубки для конденсата и воды; *8* – емкость для метанола; *9* – скруббер; *10* – компрессоры для воздуха; *11* – скважина

Применяемый циклонный трехфазный сепаратор *2* представляет собой вертикальную камеру с завихрителем и каплеотбойником. Газожидкостная смесь подается в сепаратор через боковой тангенциальный вход для создания центробежного движения. При этом газ ударяется о стенку (перегородку), изменяет свое направление и поступает в вихревую трубу, а затем в газоотводящую линию. Жидкая фаза отбрасывается к стенке, стекает в нижнюю часть сепаратора. Сброс жидкости производится автоматически с одновременным замером счетчиками роторного типа "Барток". Постоянный уровень жидкой фазы поддерживается при помощи двух регуляторов уровня жидкости. Отсепарированный газ и жидкости после сепарации направляются в технологические линии установки комплексной подготовки газа или в факельную линию. Расход газа сепарации измеряется расходомером типа "Барток" или "Норд" и регистрируется самопишущим прибором дифференциального типа.

После пуска и вывода на режим установка работает полностью в автоматическом режиме. Во избежание образования гидратов предусмотрена закачка метанола дозировочным насосом. Основным элементом блока подогрева газа являются скруббер и сам подогреватель. Номинальная мощность подогревателя с обогревом природным газом с использованием в качестве теплоносителя смеси (1:1) воды и диэтиленгликоля составляет 3 млн Вт/ч. Отопление подогревателя осуществляется от газовой линии низкого давления, питающегося от основного потока.

Технические показатели основных узлов установки "Порта-Тест" приведены в табл. 98.

В настоящее время изготавливаются установки "Порта-Тест", различающиеся производительностью по жидкости и снабженные газоанализатором для контроля за качеством сепарации газа.

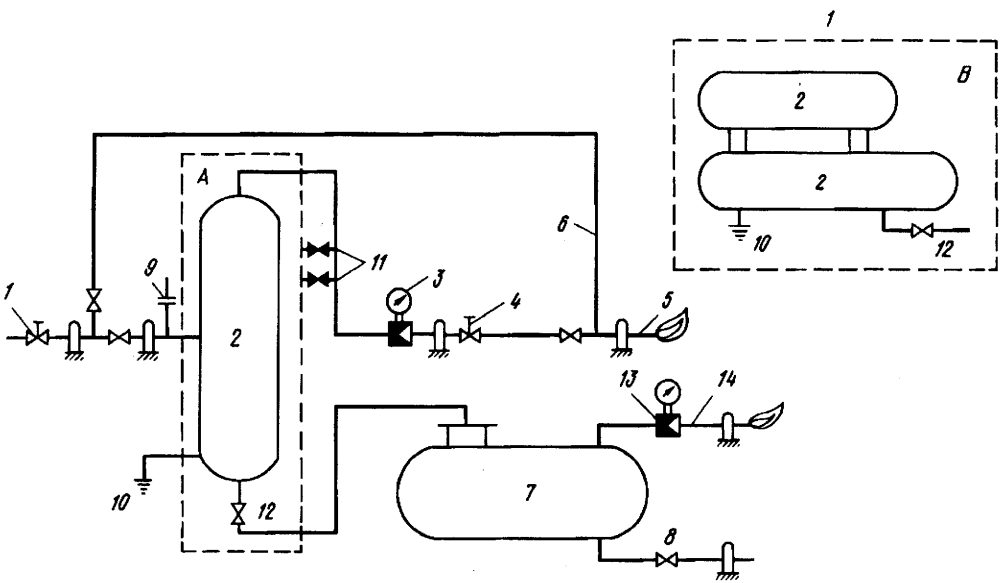


Рис. 178. Принципиальная схема установки для газоконденсатных исследований с использованием промысловых сепараторов

1 – соединительная линия со скважиной; *2* – сепаратор; *3, 13* – измерители расхода газа; *4, 8, 11, 12* – задвижки; *5* – факельная линия; *6* – байпасная линия; *7* – емкость для жидкой фазы; *9* – предохранительный клапан; *10* – заземление; *14* – факельная линия для газов выветривания. Узел *В* – сепаратор со специальным разделителем, используемым при значительных количествах конденсата в газе

7.1.2. Установки с использованием промысловых сепараторов

В этом случае для отделения твердой и жидкой фаз используются стандартные или макетные (опытные) сепараторы, рассчитанные на соответственные производительность, давление и температуры. Такие установки в совокупности с малыми термостатируемыми установками при отсутствии "Порта-Тест" и промыслового контрольного сепаратора могут обеспечить необходимой информацией по газоконденсатной характеристике, имеющей приемлемую точность. Принципиальная схема таких установок показана на рис. 178. При содержании в газе значительного количества конденсата сепаратор *2* в схеме должен быть заменен сепаратором со специальным разделителем *В*. Если содержание жидких углеводородов незначительно и сепаратор *2* снабжен уровнемером, то узел *7* с элементами *8, 13* и *14* может быть исключен из схемы.

7.1.3. Использование контрольного сепаратора УКПГ

Как правило, контрольный сепаратор используют при текущих газоконденсатных исследованиях. Существующая технология сбора газа и его промысловая подготовка показывают, что в ряде случаев к УКПГ, в частности, к контрольному сепаратору, поступает продукция нескольких скважин. Если имеется возможность индивидуальной обвязки отдельных скважин к контрольному сепаратору, то исследования на газоконденсатность позволит получить данные, характеризующие интервал эксплуатации исследуемой скважиной. Если несколько скважин подключены к общему коллектору, то газоконденсатная характеристика потока, включающего в себя продукцию нескольких скважин, будет соответствовать смеси, дренируемой всеми скважинами, которые подключены в коллектор. При этом желательно, чтобы все скважины эксплуатировали одни и те же интервалы. Если этаж газоносности большой, как например на Карачаганакском газоконденсатном месторождении, и скважины, подключенные в один коллектор, вскрывают продуктивный пласт на различных глубинах, то определяемая газоконденсатная характеристика залежи будет зависеть от доли дебита отдельных скважин в общем потоке, вкрывших различные интервалы. Например, содержание C_{5+} Карачаганакского месторождения у кровли пласта более чем в 1,5 раза меньше, чем у подошвы. Поэтому при подключении двух скважин, вскрывших пласт у кровли и у подошвы в один коллектор, газоконденсатная характеристика будет соответствовать характеристике смеси того интервала, из которого добывается основная часть исследуемого потока. В принципе, если заранее по результатам газогидродинамических исследований известны зависимости дебитов от депрессий по каждой скважине, то газоконденсатную характеристику залежи можно определить с достаточной степенью надежности.

При газоконденсатных исследованиях через контрольный сепаратор продукции нескольких скважин необходимо, чтобы стабильный режим притока газа и жидкости имел место во всех скважинах. Если по расходам газа выбранная скважина не удовлетворяет требованиям, предъявляемым к скважине, которая подлежит газоконденсатному исследованию, то дебит ее следует изменить до необходимой величины. Если конденсато-газовый фактор значительный (до $500 \cdot 10^{-6}$ м^3/м^3) и скважина эксплуатируется с депрессией более 15% от величины $P_{пл}$, то целесообразно, чтобы скважина эксплуатировалась на режиме, выбранном для газоконденсатных исследований: ~30 дней. Только после такой продолжительной работы скважин следует приступать к газоконденсатным исследованиям. В процессе эксплуатации скважины перед исследованием следует регулярно контролировать изменения давления, температуры, дебитов газа, конденсата и воды. Если стабилизация наступает быстро, то продолжительность работы скважин следует сократить. Опыт исследования скважин на газоконденсатность через контрольный сепаратор показывает, что замерный кон-

денсато-газовый фактор во времени имеет непостоянную величину. Это связано пульсацией выноса жидкой фазы из скважины, влиянием шлейфа (коллектора) и т.д. Значительные колебания по выносу конденсата имеют место при исследовании скважины, подключенной к коллектору, когда остальные скважины остановлены и когда диаметр шлейфа необоснованно велик, а дебит скважины незначителен. Для определения периодичности выноса конденсата в контрольный сепаратор необходимо строить графическую зависимость удельного выноса конденсата от времени. По этому графику следует определять цикличность выхода конденсата и рассчитывать среднециклический конденсато-газовый фактор. Для получения достоверной информации о газоконденсатной характеристике залежи должна быть установлена рациональная продолжительность исследования скважин на газоконденсатность на основе дискредитизации дебитов газа и конденсата в заданном режиме. В период, соответствующей среднециклическому конденсато-газовому фактору, следует отбирать пробы газа и конденсата для лабораторных исследований.

В процессе разработки газоконденсатного месторождения контрольный сепаратор используется для проведения так называемых масштабных газоконденсатных исследований. Сущность масштабных газоконденсатных исследований с использованием сепарационного оборудования установок комплексной подготовки газа заключается в применении рекомбинации больших газоконденсатных потоков, проходящих через УКПГ. При этих исследованиях замеряются расходы газа и конденсата на выходе из УКПГ. По этим данным рассчитывается конденсато-газовый фактор. Если из УКПГ выходит несколько потоков, то количество газа и конденсата замеряются одиновременно по каждой линии. Затем эти расходы суммируются, и по полученным данным определяется средний конденсато-газовый фактор. Пробы для лабораторных исследований отбираются вблизи измерительных приборов. Путем рекомбинации отобранных проб в соотношении с конденсато-газовым фактором изучается состав газа, добываемого из зоны дренирования скважин данного УКПГ. Эта методика, как правило, используется для оценки текущего состава пластового газа и потенциального содержания C_{5+} на данном участке, когда транспорт конденсата в трубопроводе до ГПЗ происходит при давлении, равном давлению последней ступени сепарации, а газ дегазации поступает обратно в технологическую линию УКПГ.

При открытой системе сбора конденсата, когда перед транспортировкой конденсат дегазируется до $P_{ат}$, возникают сложности, связанные с замером дебита конденсата и отбором проб газа и сырого конденсата. Масштабные исследования на газоконденсатность с использованием оборудования ГПЗ возможно осуществлять только на месторождениях с закрытой системой сбора конденсата. Такие исследования проводятся аналогично масштабным на УКПГ и позволяют оценить текущую газоконденсатную характеристику месторождения в целом. Исследования проводятся с использованием НТС, схема которой показана на рис. 179.

Поток газа из блока входных линий *1* поступает в сепаратор первой ступени С-01 с давлением $P_{c1} \leqslant 12{,}0$ МПа, где происходит первичное разделение смеси на газ и жидкость. Выделяемая жидкость направляется в трехфазный разделитель С-03, где происходит частичная дегазация в результате снижения давления до уровня, превышающего давление сепарации во второй ступени на 0,2–0,3 МПа, и разделение жидкости на конденсат и водоингибиторную смесь. Из сепаратора С-01 газ подается в теплообменник Т-01, где охлаждается потоком газа из второй ступени С-02 сепарации. Нестабильный конденсат из разделителя С-03 и из сепаратора С-02 смешивается в один поток, замеряется и подается на перерабатывающий завод.

Перед началом масштабных газоконденсатных исследований скважины со сравнительно одинаковыми дебитами, давлениями на устье и условиями выноса жидкости группируются в одну технологическую линию (в среднем по 5–10 скважин). Исследования проводятся на всех технологических линиях путем изучения количества поступающего газа, конденсата и их состава по каждой технологической линии, а

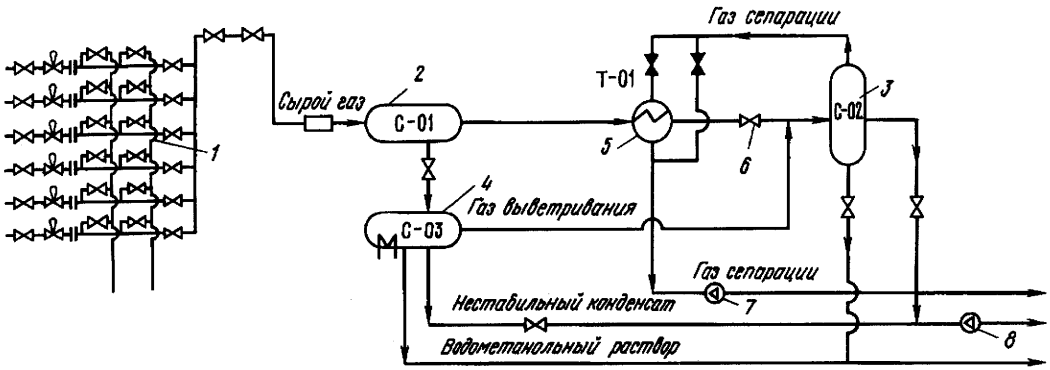


Рис. 179. Схема исследования скважин на газоконденсатность с использованием системы НТС на УКПГ
1 – блок входных от скважин линий; *2, 3* – сепараторы: *2* – I ступени, *3* – II ступени; *4* – трехфазный разделитель; *5* – теплообменник; *6* – дросселирующая задвижка; *7, 8* – регуляторы давления на линиях газа и конденсата, направляемых на ГПЗ

затем по всей установке комплексной подготовки газа путем расчета суммарной добычи газа и конденсата по УКПГ и отбора проб газа и нестабильного конденсата из общего газо- и конденсатопровода.

Если масштабные исследования на газоконденсатность проводятся по параметрам газоперерабатывающих комплексов, то схема заводской подготовки газа имеет вид, показанный на рис. 180 на примере Оренбургского ГПЗ. На завод газ поступает после УКПГ двумя потоками: газ отсепарированный и нестабильный конденсат. Отсепарированный газ поступает в сепаратор С1, где дополнительно отделяется от тяжелых углеводородов, влаги и механических примесей. Из С1 газ подается в аминовые абсорберы А1 для очистки газа от кислых компонентов H_2S, CO_2 и др. Обессеренный газ отправляется потребителю, а насыщенный абсорбент из А1 – диэталоамин (ДЭА) поступает в регенератор *Р*1. Нестабильный конденсат из УКПГ выветривается в выветривателе В1 при $P = 4{,}0$ МПа и $T = 20$–29°С и стабилизируется при $P = 0{,}7$–$1{,}2$ МПа, $T_в = 65$–85°С и $T_н = 146$–200°С в стабилизационной колонне С2. Газы выветривания из В1 поступают в аминовый абсорбер А2 для очистки от кислых компонентов, а газы стабилизации из С2 поступают также в абсорбер А3. Очищенные газы из А2 и А3 используются соответственно в качестве топлива в ТЭЦ и для получения широкой фракции легких углеводородов. Товарный стабильный конденсат из С2 отвечает ОСТу 51–65–80 и состоит из C_{5+} и 3–4 мас.% этана, пропана, бутанов и меркоптанов (на сероводородсодержащих месторождениях). При изучении газоконденсатной характеристики на ГПЗ рекомендуется рекомбинация трех газов: сепарации, выветривания и стабилизации и стабильного конденсата. По этим данным рассчитывают состав продукции на месторождении.

Если на промысле отсутствует УКПГ, то вся продукция поступает в сепаратор С1, где происходит одноступенчатая сепарация продукции на газ сепарации и на нестабильный конденсат. Методика промысловых и лабораторных исследований на газоконденсатность при отсутствии УКПГ аналогична исследованиям с использованием контрольного сепаратора с той разницей, что изучается состав продукции не одной скважины, а всей добываемой продукции из отдельных зон залежи. Если в комплексе несколько линий, то исследования проводятся на всех линиях, а затем рассчитывается средневзвешенный состав всей добываемой продукции.

Все методы исследования на газоконденсатность приемлемы для сравнительно высокодебитных скважин с быстрой стабилизацией давления и дебита. Оценить газоконденсатную характеристику залежей на стадии разведки при низких коллекторских свойствах пласта целесообразно с использованием методики исследования разведочных

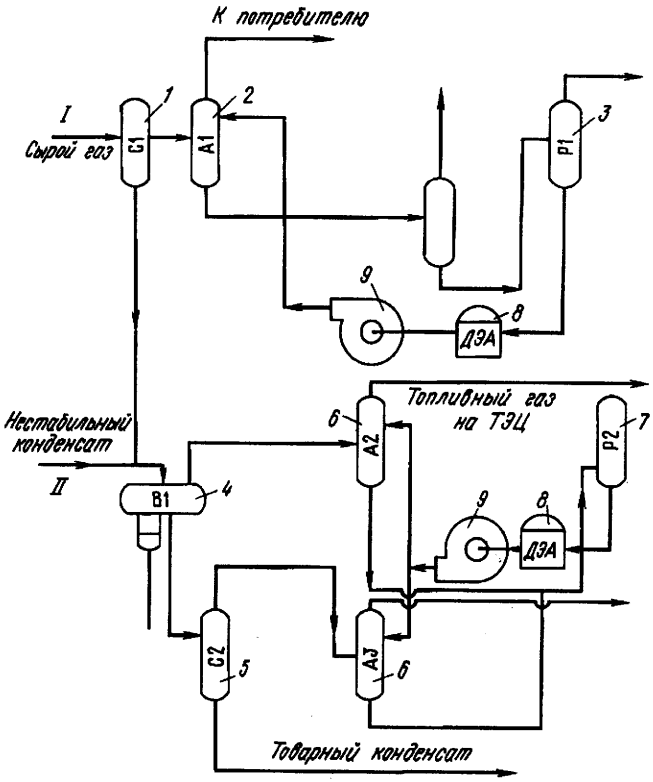


Рис. 180. Схема заводской подготовки газа, используемая при масштабном исследовании на газоконденсатность по параметрам газоперерабатывающих комплексов

I, II – линии поступления газа и нестабильного конденсата из УКПГ в ГПЗ

1 – сепаратор; *2* – аминовый абсорбер А1 для очистки газа от кислых компонентов; *3* – регенератор Р1 для регенерации насыщенного абсорбента из А1 – диэталоамин; *4* – выветриватель нестабильного конденсата (В1); *5* – стабилизационная колонна С2; *6* – аминовый абсорбер А2 для очистки от кислых компонентов газов, выветриваемых из В1 и аминовый абсорбер А3 для очистки газа из стабилизатора С2; *7* – регенератор Р2 для регенерации абсорбентов из А2 и А3; *8* – емкость для диэтаноламина (ДЭА); *9* – насосы

скважин, в которых минимально допустимый дебит достигается только при депрессиях выше допустимых, предусмотренных разделами 8.1 и 8.4.

Исследования на газоконденсатность скважин, вскрывших низкопродуктивные коллекторы, следует проводить одновременно с газогидродинамическими исследованиями при стационарных (квазистационарных) режимах фильтрации в процессе прямого хода, т.е. в процессе увеличения дебита от режима к режиму. Газоконденсатные исследования на обратном ходе нецелесообразны, если газ содержит значительное количество конденсата, так как на последних режимах прямого хода продуктивная характеристика пласта может резко ухудшиться.

При исследовании низкодебитных скважин конденсато-газовый фактор должен быть определен на 4–5 режимах работы скважины с дебитами, большими, чем минимально допустимый дебит для этой скважины. На каждом из этих режимов отбирается проба отсепарированного газа и сырого конденсата. Для каждого режима работы скважины производятся расчеты состава газа, поступающего из скважины согласно разделу 7.8.3. Затем строится график зависимости компонентов газа C_i от депрессии на пласт [13]. Полученная зависимость экстраполируется до пересечения с осью, параллельной оси ординат, восстановленной из значения допустимой депрессии. За истинную концентрацию данного компонента в пластовом газе принимают величину, получаемую при пересечении кривой С с упомянутой осью. Сумма всех компонентов пластового

газа должна равняться 100%. Для каждого комплекта проб рассчитывается потенциальное содержание C_{5+} в добываемом газе согласно разделу 7.8.3. При этом используется конденсато-газовый фактор, замеренный на данном режиме работы скважины. Истинное значение C_{5+} в газе определяется так же, как и компоненты газа.

7.1.4. Малогабаритные установки "Конденсат-2" и "НТ-ПКП-8"

Описанные выше все установки для исследования на газоконденсатность позволяют разделить на фазы всю газоконденсатную смесь, поступающую из скважины после стабилизации конденсато-газового фактора. Однако в разведочных площадях не всегда имеется возможность использовать одну из установок, способную разделить весь поток. Используемая в настоящее время методика ВНИИГаза требует разделения на фазы всего потока в промышленных сепараторах после одно-, двухдневной продувки скважины, что позволяет стабилизировать вынос жидкости с забоя и избежать неравномерности распределения фаз по сечению трубы, влияющий на качество полученных результатов при частичном отборе газа из скважины. Отсутствие более эффективных и точных методов вынуждает использовать данную методику, несмотря на ее трудоемкость и громоздкость применяемой при этом аппаратуры.

Поэтому поиски других способов исследования на газоконденсатность в основном были направлены на разработку методов, требующих более облегченных конструкций исследовательской аппаратуры. Вопросы, связанные с низкопродуктивными пластами, с длительной стабилизацией, наличием ингибиторов в потоке и др. остались нерешенными и в настоящее время. Это объясняется отсутствием связи при поисках новых методов исследования на газоконденсатность со смежными областями, такими, как подземная газогидродинамика, трубная гидравлика двухфазных смесей с фазовыми превращениями и изучением газоконденсатных систем. В основу всех существующих методов исследования на газоконденсатность положено неравномерное распределение фаз по сечению трубы.

Один из методов допускает, что неравномерность распределения фаз по сечению можно исключить, если перед местом отбора небольшой части потока установить смеситель. Тогда после смесителя, обеспечивающего однородность потока, нет необходимости разделять на фазы весь поток в промышленном сепараторе и для исследования на газоконденсатность на малогабаритных термостатируемых установках достаточно отобрать часть потока по каппилярным трубкам. Такой принцип исследования приемлем, если при этом использовать смесители необходимой конструкции.

Как правило, при промысловых исследованиях на газоконденсатность с использованием для снятия кривых изотерм или изобар нестандартных сепараторов или контрольного сепаратора УКПГ параллельно с промышленным сепаратором подключают малые термостатируемые установки, так как на промышленных сепараторах снять изотермы конденсации невозможно. Оттарированная по конденсато-газовому фактору с промышленным сепаратором малая установка позволяет снять изотермы конденсации на большом диапазоне изменений температуры. В качестве малой термостатируемой установки для исследования на газоконденсатность могут быть использованы приборы "Конденсат-2" или "НТ-ПКП-8".

Установка "Конденсат-2". Установка предназначена для определения количества конденсата в природном и попутном газе при различных термобарических условиях. Принципиально "Конденсат-2" является малой установкой НТС, его схема показана на рис. 181. Установка состоит из сепараторов *1* и *2*, теплообменника *3*, емкости для стабилизации конденсата *4*, емкости для ингибирования *5*, счетчика газа *6*, мерных цилиндров *7* и *8*, а также вихревых камер *9*. Принцип работы установки следующий:

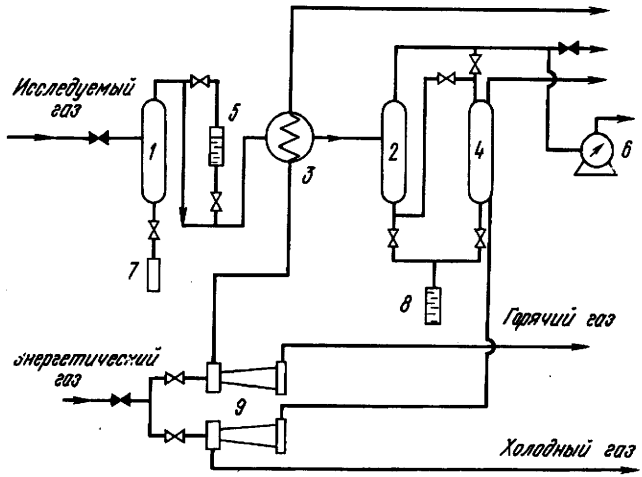


Рис. 181. Схема установки "Конденсат-2"

1, 2 – сепараторы I и II ступени; *3* – теплообменник; *4, 5* – емкости для стабилизации конденсата и для ингибитора; *6* – расходомер газа; *7, 8* – мерные цилиндры; *9* – вихревые камеры

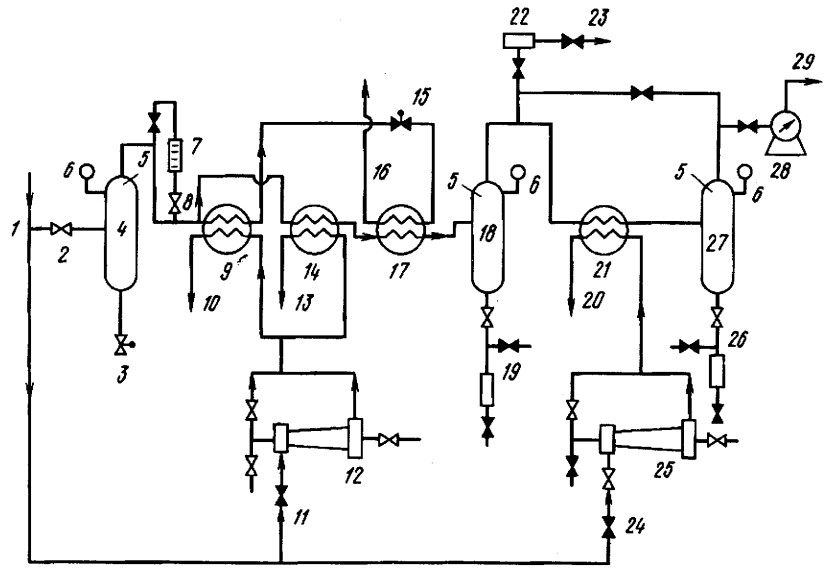


Рис. 182. Схема установки "НТ-ПКП-8"

1 – трубопровод со скважины; *2, 10, 11, 13, 16, 20, 23, 24, 29* – отводные или подводящие трубки; *3, 15* – вентили; *4* – отбойник; *5* – термометр; *6* – манометр; *7* – емкость для ингибитора; *8* – дозированные устройства; *9, 14, 17, 21* – темплообменники; *12, 25* – вихревые трубки Ранка; *18, 27* – сепараторы; *19, 26* – мерники конденсата; *22* – ТТР-3; *28* – расходомер газа

установка соединяется с помощью вентиля для манометров к потоку газа. Поток газа поступает с сепаратор I ступени, отделяется от капельной жидкости и направляется в теплообменник *3* для охлаждения. При возможности гидратоообразования в поток добавляется ингибитор из емкости *5*. Во II ступени после установления в теплообменнике соответствующей температуры из газообразной смеси отделяется жидкая фаза, соответствующая установленному $P_{сп}$ и $T_{сп}$ во втором сепараторе. Охлаждение газа обеспечивается дросселированием после теплообменника и вихревым расширением газа с помощью вихревых камер *9*, питающихся энергетическим газом из общего

потока. Используемая система охлаждения обеспечивает температуру до –60°С. Расход газа измеряется счетчиком *6*. Для стабилизации конденсата предусмотрена емкость *4*. Количество жидкости после первой и второй ступеней сепарации измеряется мерными цилиндрами *8*.

Установка НТ-ПКП-8. Схема установки показана на рис. 182 и состоит из отбойника загрязнений *4*, метанольной емкости *7* с капельницей *8*, теплообменников *9, 14, 17* и *21*, сепараторов *18* и *27*, вихревых трубок Ранка *12* и *25*, термостатируемых мерников конденсата *19* и *26*, расходомера *28*, манометров *6*, термометров *5* и т.д. Принцип работы НТ-ПКП-8 следующий: исследуемый газ из трубопровода *1* по трубке *2* подается в прибор и в отбойник *4*, очищается от жидких и твердых примесей. После отбойника в поток сначала вводят ингибитор гидратообразования, а затем его разделяют на технологический и исследуемый потоки. Технологический поток поступает в теплообменник *9* для предварительного охлаждения при высоком давлении и после редуцирования вентилем *15* используется хладоагент в теплообменнике *17* для получения более низких температур (до –75°С). Исследуемый поток поступает в теплообменники *14* и *17* для охлаждения, а затем подается в сепаратор *18* для отделения от жидкой фазы. В мернике *19* визуально определяется количество нестабильного конденсата, выделившегося при давлении и температуре в сепараторе *18*. Количество газа после сепаратора определяется в расходомере *28*. Охлаждение или нагрев в теплообменниках *9* и *14* производится при помощи газа, поступающего из вихревой трубы *12*, где используется энергия технологического потока газа, подаваемого по трубке *11* из газопровода. Контроль за степенью улавливания конденсата в сепараторе *18* осуществляется при помощи теплообменника *21* и сепаратора *27*, в которых поддерживаются те же P и T, что и в сепараторе *18*. Подогрев или охлаждение в теплообменнике *21*, в зависимости от поставленной задачи, производится газом, поступающим из вихревой трубки *25*, где производится нагрев или охлаждение газа за счет энергии газа из газопровода, подаваемого на трубке *24*. Отработанные газы отводятся по трубкам *10, 13, 16, 20* и *29*. Основные технические данные НТ-ПКП-8 следующие: скорость газа в сепараторе 0,005 – 0,01 м/с; пропускная способность 5–35 м^3/ч; расход газа на одну вихревую трубку 40–75 м^3/ч; масса прибора около 20 кг; габаритные размеры (250×400×450) · 10^{-3} м.

7.2. ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ В УСЛОВИЯХ ГИДРОТООБРАЗОВАНИЯ И КОРРОЗИИ

Перечисленные выше методы исследования на газоконденсатность не предусматривают возможность образования гидратов и коррозии, следовательно и применение антигидратных, антикоррозионных или комплексных ингибиторов. Наличие ингибиторов в потоке газоконденсатной смеси значительно затрудняет получение качественной ее характеристики в зависимости от свойств и количества ингибитора в потоке. Применение комплексных и антикоррозионных ингибиторов осложняет определение газоконденсатной характеристики и в некоторых случаях, в зависимости от давления, температуры и скорости потока, способствуют образованию достаточно устойчивых эмульсий. Смешиваясь на пути движения газа в сепараторе, вода и конденсат с эмульгатором, которым являются ингибиторы коррозии, образуют эмульсию. Наличие парафина в конденсате существенно повышает устойчивость эмульсий к разрушению. Поэтому при исследовании на газоконденсатность скважин, в продукции которых содержатся антикоррозионные ингибиторы, необходимо предусмотреть следующее: проанализировать возможность, а затем исследовать при наличии возможности такие скважины без подачи ингибиторов или же выполнить эти

исследования при значительно сокращенном количестве закачиваемого в скважину ингибитора; заменить на время исследования на газоконденсатность углеводородрастворимые образующие эмульсии ингибиторы на водорастворимые; использовать физические или химические способы, разрушающие образующиеся эмульсии в процессе исследования скважины путем нагрева, центридуирования, фильтрования, введения в систему ПАВ и т.д.

7.3. ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ НИЗКОПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ С ДЛИТЕЛЬНОЙ СТАБИЛИЗАЦИЕЙ ДАВЛЕНИЯ И ДЕБИТА

Исследование на газоконденсатность низкопродуктивных газоконденсатных залежей характеризуется следующими факторами:

– длительной (иногда до 30 дней) стабилизацией давления и дебита вместо нескольких часов, предусмотренных действующей инструкцией. В соответствии с законом об охране окружающей среды продолжительность продувки скважины, необходимой для полной стабилизации давления и дебита должна быть сокращена до минимума. Необходима оценка влияния неполноты стабилизации давления и дебита на результаты исследования на газоконденсатность. Следует считать целесообразным в пределах допустимой точности принятых при подсчете запасов газа и конденсата, определение газоконденсатной характеристики, не дожидаясь полной стабилизации давления и дебита;

– создаваемой депрессией на пласт, значительно превышающей максимально допустимую (в пределах 10–20%), пластового давления, предусмотренную инструкцией;

– отсутствием условий для выноса потоком газа выпавшего в призабойной зоне конденсата на поверхность, вследствие низкой продуктивности скважины.

При длительной стабилизации давления и дебита качественное исследование на газоконденсатность желательно проводить после ввода скважины в эксплуатацию. Первичные данные о содержании конденсата можно получить с небольшой погрешностью и при неполной стабилизации дебита скважины.

Наличие низкопродуктивных коллекторов в залежи, как правило, обусловливает значительные депрессии на пласт. Увеличение депрессии на пласт приводит к выпадению конденсата в зоне с глубокой депрессионной воронкой большого радиуса. Поэтому состав добываемого конденсата может оказаться переменным в течение длительного отрезка времени. Постоянство фракционного состава выходящего конденсата – один из основных показателей достоверности получаемых результатов при исследовании на газоконденсатность в случае большой депрессий на пласт. Отсутствие условий выноса выпавшего на забое конденсата может существенно влиять на качество получаемой газоконденсатной характеристики залежи. Для обеспечения достоверных результатов при исследовании на газоконденсатность низкопродуктивных скважин, в которых возможно накопление выпавшего на забое конденсата, необходимо учесть конструкцию скважины и, если требуется, изменить ее, а также предусмотреть возможность использования физических или химических методов подъема с забоя выпавшего конденсата, таких как газлифт (с известным составом и количеством закачиваемого газа), плунжерный лифт, ПАВ и др.

7.4. ВЫБОР МЕТОДИКИ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАЛЕЖИ

В зависимости от стадии освоения месторождения и характеристики пластовой газоконденсатной системы применяются различные методы исследования на газоконденсатность.

В период разведки месторождения при подготовке исходных данных для подсчетов

запасов газа и конденсата используется методика одноступенчатого разделения.

В процессе опытно-промышленной эксплуатации месторождения для получения данных, необходимых для проектирования разработки и обустройства месторождения, применяется методика двухступенчатой сепарации газа.

Если пластовая газоконденсатная система недонасыщена при рабочих устьевых давлениях и температурах, то применяется методика трехступенчатой сепарации газа.

Промысловые исследования на газоконденсатность проводятся, как правило, на одной из высокодебитных скважин. При наличии нефтяной оторочки промышленного значения для исследования на газоконденсатность выбирают три скважины, расположенные в своде структуры, вблизи нефтяной оторочки и в промежуточном участке. Если месторождение с большим этажом газоносности (более 300 м), то выбирают по одной исследовательской скважине на каждые 300 м разреза.

Многопластовые газоконденсатные месторождения исследуются таким числом скважин, чтобы были охвачены залежи, содержащие основные запасы газа и конденсата.

7.5. ТРЕБОВАНИЯ К СКВАЖИНЕ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ

Скважину необходимо эксплуатировать с минимально допустимым дебитом газа, обеспечивающим вынос конденсата с забоя и из ствола в исследовательскую аппаратуру. При минимально допустимом дебите газа скорость потока должна быть не менее 4 м/с. Скважину следует эксплуатировать по фонтанным трубам, так как при этом меньше минимально допустимый дебит газа, следовательно, и минимальная допустимая депрессия на пласт. Причем, фонтанные трубы, по которым поток газа движется к устью, должны быть спущены до подошвы исследуемого объекта. В противном случае вынос конденсата может не обеспечиваться за счет увеличения проходного сечения ниже башмака фонтанных труб.

Необходимым условием для выноса жидких и твердых примесей является скорость потока, определяемая формулой

$$V \geqslant 0{,}052 \cdot 10^{-3}\, Q_{м} ZT/D^2P \geqslant 4 \text{ м/с}, \qquad (1.7)$$

где $Q_м$ – дебит газа, тыс.м^3/сут; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа; T – температура газа в рассматриваемом сечении, К; P – давление на этом сечении, МПа; D – диаметр сечения, м.

При ступенчатой конструкции фонтанных труб требуемую скорость следует обеспечить ниже башмака в зоне притока газа внутри обсадных колонн, у башмака фонтанных труб, а также на сечении, где диаметр переходит от меньшего к большему. Перед началом исследований на газоконденсатность скважина должна работать до стабилизации режима при депрессии, не превышающей 15–20% пластового давления. По возможности, в зависимости от продуктивной характеристики месторождения и скважины, нужно стремиться к проведению конденсатных исследований при минимальной депрессии на пласт. Для всех газоконденсатных залежей, пластовый газ которых насыщен углеводородом C_{5+}, допустимая депрессия при исследовании на газоконденсатность разведочных скважин ограничена 10% от пластового давления. Допустимая депрессия на пласт при исследовании разведочных скважин на месторождениях с аномально высоким пластовым давлением может достигать 20%. На практике в ряде случаев допустимая депрессия на залежах с аномально высоким пластовым давлением значительно превышает 20% от величины пластового давления. Допустимая депрессия для всех недонасыщенных залежей оценивается в 15–20%.

Недонасыщенность системы устанавливается после первых же исследований на газоконденсатность.

Если пластовая система насыщена углеводородами C_{5+}, но плотность стабильного конденсата и его молекулярная масса не велики (в пределах $\rho_к \leqslant 700$ кг/м^3 и $M_к \leqslant 100$ кг/моль), то разведочные скважины могут быть исследованы на газоконденсатность с депрессией до 15% от величины пластового давления.

Эксплуатационные скважины с большим содержанием C_{5+} ($Q_к \geqslant 500 \cdot 10^{-3}$ кг/м^3), работающие с депрессией свыше 15% от $P_{пл}$ перед замером конденсато-газового фактора и отбором проб, должны эксплуатироваться с постоянным дебитом не менее 30 дней, а при содержании C_{5+} (200–500) $\cdot 10^{-3}$ кг/м^3– не менее 15 дней. Эти условия относятся к скважинам с рабочим забойным давлением на 10% и более ниже давления начала конденсации. Требуемые выше условия по продолжительности работы скважин связаны процессом выпадения, накопления и частичного выноса конденсата в призабойной зоне в результате образования депрессионной воронки и незначительного снижения температуры пласта в этой зоне.

В настоящее время установлено, что процесс выпадения, накопления и частично установившегося выноса конденсата зависит от содержания конденсата в газе, емкостных и фильтрационных свойств пласта в призабойной зоне, от величины депрессии на пласт и т.д. Продолжительность процесса для различных газоконденсатных месторождений колеблется от нескольких дней до двух лет. Однако все основные изменения происходят за сравнительно короткий промежуток времени. Увеличение депрессии на пласт не только углубляет размеры депрессионной воронки, что приводит к увеличению продолжительности стабилизации выхода конденсата, но и ухудшает фильтрационные свойства призабойной зоны. Ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны отрицательно влияет на качество газоконденсатных исследований скважин.

7.6. ТРЕБОВАНИЯ К СЕПАРАЦИОННОЙ УСТАНОВКЕ

Сепарационная установка, смонтированная на скважине для исследования на газоконденсатность, должна удовлетворять требованиям Госгортехнадзора Российской Федерации. Трубопроводы, соединяющие скважины с сепарационной установкой, и факельные линии должны быть закреплены. Во избежание образования статического электричества сепарационная установка должна быть заземлена. Установка должна быть снабжена предохранительным клапаном, срабатывающим при превышении рабочего давления сепаратора на 10%. Используемая сепарационная установка должна обеспечивать возможность:

– установления различных давлений сепарации;

– проведения замеров давления, температуры, количества жидких фаз – воды (водоингибиторной смеси) и конденсата при заданных P и T в сепараторе;

– проведения замеров дебита газа или соединения узла для замера газа;

– отбора проб газа и конденсата под давлением сепаратора;

– практически полного отделения жидкости от газа при заданных P и T в сепараторе;

– подачи ингибитора гидратообразования перед штуцером и регулируемыми вентилями (задвижками).

В процессе исследования на газоконденсатность в сепараторе необходимо поддерживать постоянное давление и расход газа, не превышающий ~90% его паспортной производительности. Сепаратор должен быть расположен на $L \geqslant 60$ м от устья скважины.

7.7. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН ПРИ ОДНОСТУПЕНЧАТОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА

При одноступенчатой сепарации продукция скважины, работающей через штуцер, направляется в сепаратор (см. рис. 177, 178), где газ отделяется от конденсата. После сепарации газ поступает в замерное устройство, а затем в газопровод или на факельную линию. Конденсат замеряется либо в отдельной емкости, либо в самом сепараторе. После пуска скважины в работу проводится наблюдение за давлением, температурой и дебитом газа, за продукцией скважины в целом. Периодически осуществляются контрольные замеры выхода конденсата и его плотности. Если воспроизводимость результатов составляет 3–4%, то приступают к проведению исследований. При содержании жидкой фазы – воды и конденсата – в продукции скважины до $200 \cdot 10^{-3}$ кг/м^3, замер количества сырого конденсата можно осуществлять в сепараторе, если конструкция сепаратора позволяет это, а замер воды производить либо в сепараторе, либо в оттарированной емкости при $P = 0{,}1$ МПа. Для замера количества выхода конденсата можно использовать жидкостные счетчики, оттарированные предварительно по объему жидкости. Пересчет выхода стабильного конденсата в нестабильный производится через коэффициент усадки, замеренный в процессе исследования.

Если удельное содержание жидких углеводородов – конденсата и нефти – в продукции скважины превышает $500 \cdot 10^{-6}$ м^3/м^3, то для исследования на газоконденсатность необходимо использовать сепаратор с большим конденсатосборником высокого давления (см. рис. 178, узел *В*), чтобы конденсат мог достаточно длительное время находиться при термобарических условиях сепарации и успеть прийти в фазовое равновесие с газом сепарации. Если у сепаратора конденсатосборник небольшой емкости и с сырым конденсатом увлекается растворенный газ, то пользоваться жидкостными счетчиками не допускается. При этих условиях конденсат необходимо замерять в герметической оттарированной емкости при $P = 0{,}1$ МПа.

Выход газа из конденсата должен быть оборудован узлом замера газа. Долю растворенного газа можно рассчитать путем вычитания из объема газа, прошедшего замер количества газа дегазации, углеводородной жидкости. Количество газа дегазации определяется во времени замера коэффициента усадки, путем дегазации углеводородной жидкости из контейнера через газовый счетчик типа ГСБ-400. Объем растворенного газа, увлеченного в замерную емкость, необходимо прибавить к объему отсепарированного газа, полученную при этом сумму следует использовать при расчетах конденсато-газового фактора.

Опыты по замеру выхода дегазированного конденсата в емкости должны давать достоверные результаты. Суммарная добыча газа и конденсата лучше всего отражает достоверность замеров, провидимых непрерывно через определенные промежутки времени. Чтобы не прерывать течения конденсата при замерах уровня, необходимо иметь две емкости. Периодическое переключение их для замера обеспечивает получение более точной информации. Объем замерного конденсата корректируется путем приведения его к объему при $T = 293$ К.

После определения выхода конденсата отбирают пробу газа и конденсата. Пробы нестабильного конденсата и отсепарированного газа должны отбираться одновременно. Пробы отсепарированного газа отбирают в газовый баллон объемом $40 \cdot 10^{-3}$ м^3, рассчитанный на рабочее давление $P = 15$ МПа. В качестве баллона можно использовать емкости для метана. До отбора пробы баллон несколько раз заполняют отсепарированным газом, который выпускают каждый раз до остаточного давления 0,3–0,5 МПа. Такое "полоскание" баллона позволяет удалить из него воздух. Пробу газа отбирают либо из верхней части сепаратора, либо через ниппель, вваренный в верхней части трубы на выходе газа из сепаратора.

Пробы сырого конденсата отбирают следующим образом: нижний вентиль контейнера высокого давления объемом $(150–200) \cdot 10^{-6}$ м^3 соединяют стальным капилляром с пробоотборным краном сборника конденсата; к верхнему вентилю через манифольд присоединяют образцовый манометр на давление, равное 1,5–2,0-кратному давлению отбора; полностью открывают пробоотборный кран сборника конденсата и нижний вентиль контейнера, а вентиль манифольда лишь на 3–5 оборотов при шаге резьбы $1 \cdot 10^{-3}$ м; контейнер держат в вертикальном положении. В течение 60–120 с через контейнер пропускают конденсат под давлением, равным давлению в точке отбора, затем отбирают пробы сырого конденсата. Для этого закрывают вентиль манифольда, затем верхний вентиль контейнера, а спустя 60 с – нижний вентиль контейнера. Перекрывают пробоотборный кран емкости, контейнер отсоединяют от сборника конденсата и от манифольда. После проверки на герметичность его упаковывают для транспортировки в лабораторию. Кроме имеющихся стандартных баллонов для пробы газа и контейнеров для нестабильного конденсата предложены различные, но не утвержденные ГОСТом пробоотборные устройства. Эти пробоотборники серийно не выпускаются, поэтому широкое применение, несмотря на защищенность авторскими свидетельствами, не получили.

7.8. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ НА УСТАНОВКАХ ФАЗОВЫХ РАВНОВЕСИЙ

До ввода газоконденсатных месторождений в разработку ГКЗ РФ утверждает коэффициент извлечения конденсата из недр для режима истощения залежи. Если месторождение разрабатывается с полным или частичным поддержанием пластового давления, то коэффициент извлечения будет значительно выше утвержденного в ГКЗ Российской Федерации. Для определения коэффициента извлечения используют аналитический метод, базирующийся на результатах экспериментальных исследований, и лабораторные методы. Как правило, при содержании C_{5+} более $30 \cdot 10^{-3}$ кг/м^3 для определения коэффициента извлечения используют установки фазовых равновесий УГК-3, УФР-2 и другие разновидности подобных установок отечественного и зарубежного производства, отличающиеся от данных установок антикоррозионным исполнением, объемом и конструкцией "бомбы" *PVT* и рабочим давлением. В процессе дифференциальной конденсации рекомбинированной пробы пластового газа определяются давления начала и максимальной конденсации. Эти параметры используются для определения периода постоянного уровня добычи конденсата и начала процесса нормального испарения выпавшего в пласте конденсата. Для залежей с содержанием C_{5+} менее $30 \cdot 10^{-3}$ кг/м^3 коэффициент извлечения конденсата определяется графоаналитическим методом.

7.8.1. Исследования, проводимые на установках фазового равновесия

На установках фазовых равновесий определяются давления начала и максимальной конденсации пластового газа и коэффициент извлечения конденсата. Методика проведения работы на этих установках заключается в следующем: после вакуумирования рабочей камеры – бомбы до 2–3 мм рт.ст. в нее загружается проба газа сепарации из баллона с помощью поджимки, которая заполняется пробой газа до остаточного давления в баллоне. Таким образом необходимое количество газа в бомбе обеспечивается поджимкой. Баллон перекрывается, и насос соединяется с поджимкой. Подкачиванием в запоршневое пространство поджимки гликоля или глицерина в ней создают давление газа, превышающее давление в бомбе. Рекомбинированная проба составляется в бомбе в соответствии с конденсато-газовым фактором, замеренным в

процессе исследования на газоконденсатность на промысле при отборе проб нестабильного конденсата и отсепарированного газа. После разгрузки пробы газа в бомбу замеряется его объем и по объему газа рассчитывается объем сырого конденсата $V_к$, подлежащей загрузке в бомбу по формуле

$$V_к = \frac{283,64 P_{заг} \cdot V_г q_к}{TZ \cdot 10^6}[1-\beta(P_{заг} - P_{отб})][1+\alpha(T_{заг} - T_{отб})], \quad (2.7)$$

где $V_к$ – объем конденсата, который требуется загрузить в бомбу при комнатной температуре и давлении загрузки, 10^{-6} м^3; $V_г$ – объем газа, загруженного в бомбу при комнатной температуре и давлении загрузки, 10^{-3} м^3; $P_{заг}$ – давление в бомбе после загрузки, МПа; $P_{отб}$ – давление, при котором отобраны пробы газа из сепаратора, МПа; $T_{заг}$ – температура загрузки конденсата в бомбу, °С; T – температура, при которой рассчитан объем газа, загруженного в бомбу, °С; $T_{отб}$ – температура, при которой были отобраны пробы из сепаратора, °С; β – коэффициент сжимаемости конденсата, 1/МПа; α – термический коэффициент расширения конденсата, 1/8; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа при $P_{заг}$, $T_{заг}$; $q_к$ – конденсато-газовый фактор, 10^{-6} м^3/м^3. Экспериментально установлено, что для большинства газоконденсатных месторождений коэффициенты сжимаемости и термического расширения конденсата соответственно равны: $\beta = 1,8 \cdot 10^{-4}$ 1/0,1 МПа и $\alpha = 0,8 \cdot 10^{-3}$ 1/°С.

После загрузки пробы сырого конденсата и перевода его в газообразное состояние определяется количество пластового газа в бомбе. На газоконденсатных месторождениях с высокими термобарическими параметрами – давлением до 80 МПа и температурой до T = 400 К, – доля водяного пара значительна и поэтому необходимо учесть влияние паровой фазы воды на процесс фазовых превращений. Для этого при составлении комбинированной пробы кроме газа и нестабильного конденсата необходимо в бомбу ввести соответствующее количество воды. Количество воды в газе сепарации должно быть установлено по результатам неоднократных измерений, так же как и конденсато-газовый фактор. В бомбу должна быть введена вода, полученная при сепарации газа из сепаратора. По полученной рекомбинированной пробе газа, конденсата и воды в бомбе вычисляется количество извлекаемого из пласта конденсата.

В процессе загрузки газа, конденсата и воды в бомбу следует убедиться в герметичности контейнеров и в том, что проба конденсата находится в контейнере в однофазном состоянии. Если температура в помещении в момент загрузки бомбы ниже температуры в сепараторе в момент отбора газа, конденсата и воды, то температуры в контейнере с конденсатом и водой доводят и поддерживают до температуры отбора проб. При загрузке контейнера с конденсатом и водой его соединяют с загрузочным прессом и манифольдом с образцовым манометром. Заполняют пресс вытесняющей жидкостью – глицерином или 50–60%-ным раствором ДЭГа. В момент заполнения в манифольде и соединительной линии до контейнера создают давление, равное давлению отбора проб конденсата и воды на промысле. Далее открывают вентиль контейнера, к которому подключен измерительный пресс. Замеряют давление в контейнере, и если давление в контейнере мало отличается от давления отбора проб конденсата и воды, то контейнеры с конденсатом и водой можно считать герметичными. В противном случае следует подвергнуть такому же испытанию другие контейнеры, в которых были отобраны пробы сырого конденсата и воды.

Чтобы убедиться, что конденсат в контейнере находится в однофазном состоянии, измерительным прессом повышают давление в контейнере на 2–4 МПа. Если при этом заметно падает давление, то в контейнере есть газовая фаза. В этом случае повышают давление в контейнере на 5 МПа и, поддерживая это давление, растворяют свободный газ в жидкой фазе. Газ можно считать полностью растворенным в жидкой фазе, если после повышения давления на 0,5–1,0 МПа (свыше 5 МПа) он остается неизменным.

Перед подачей конденсата в бомбу, в контейнере поднимают давление на 3–5 МПа выше давления однофазного состояния конденсата, т.е. того давления, при котором весь свободный газ растворен в жидкости. Конденсат подается из контейнера в бомбу в количестве, определенном из выражения (2.7), вручную измерительным прессом ИП-6. Объем загруженного конденсата определяется по шкале измерительного пресса. Загрузку бомбы следует проводить при возможно малом перепаде давления (< 0,1 МПа). После загрузки пробы конденсата в бомбе повышают температуру до пластовой. Давление до пластового повышают ступенями, наблюдая за объемом убывающей жидкой фазы. После установления фазового равновесия определяется давление, при котором конденсат полностью растворяется в газовой фазе. Это давление устанавливается также снижением давления в бомбе с помощью поршня. Многократное повторение этого опыта позволяет определить давление начала конденсации с точностью 0,1–0,2 МПа.

Если жидкость в бомбе не растворилась полностью, то проводят новую загрузку с использованием пробы сырого конденсата из другого контейнера-дубликата. Если повторная загрузка подтвердит наличие жидкой фазы в бомбе при пластовом давлении и температуре, то это означает, что в пласте имеется жидкая фаза, способная поступать в работающую скважину вместе с газом, что наблюдается на практике очень редко. В случае, если смесь в бомбе находится в однофазном газовом состоянии, то проводят опыты по дифференциальной конденсации рекомбинированной пробы. Выпуск пробы проводят поэтапно по 15–20% в час от объема загруженного газа. Первые 10% снижения давления осуществляют небольшими ступенями (1,0–1,5 МПа), а затем этапы снижения давления в бомбе устанавливают так, чтобы получить 6–8 точек для построения кривой дифференциальной конденсации.

После каждого этапа снижения давления в бомбе перед замером скопившегося конденсата устанавливают фазовое равновесие. Оно считается установленным, если при постоянных температуре и объеме рабочей камеры в бомбе в результате дальнейшего перемешивания не меняется давление и объем скопившегося конденсата. В процессе снижения давления фиксируется такое давление, при котором наблюдается наибольший объем жидкой фазы. На основе этих опытов строится график зависимости выпадения сырого конденсата от снижения пластового давления.

Для построения кривой дифференциальной конденсации стабильного конденсата проводят следующую специальную серию опытов. В соответствии с газовым фактором загружают в бомбу пробы газа, конденсата и подошвенной воды. Создают в бомбе пластовое давление и температуру. Устанавливают фазовое равновесие, а затем осуществляют дифференциальный процесс конденсации до намеченного давления. Скопившийся конденсат приводят в фазовое равновесие с газовой фазой. Оставляют бомбу в покое на "стекание" до тех пор, пока количество скопившегося конденсата перестанет изменяться, а затем измеряют количество сырого конденсата. Передавливают скопившийся конденсат прессом из сепаратора в стеклянную *U*-образную трубку, помещенную в баню, точно замерив количество конденсата. При передавливании конденсата в трубку во избежание прорыва газовой фазы, в последней у выпуклого вентиля оставляют затвор конденсата, при этом точно замеряют количество передавленного конденсата. Выделившийся из конденсата газ собирают в газовую бюретку. Зная общее количество образовавшегося в бомбе конденсата и количество конденсата, взятого на дегазацию, подсчитывают общее количество стабильного конденсата. После того, как из бомбы выпущен конденсат, все ее содержимое выпускают в атмосферу и бомбу загружают свежей газоконденсатной смесью. После установления в бомбе фазового равновесия, из нее снова выпускают газ до более низкого, чем предыдущее, давления и весь цикл повторяют снова. Полученные результаты можно использовать для построения кривой дифференциальной конденсации C_{5+} стабильного конденсата при $T = T_{пл}$.

7.8.2. Исследование составов пластового газа и сырого конденсата. Определение содержания C_{5+} в них

Проба сырого конденсата подвергается дегазации при $T = 293$ К с интенсивностью процесса дегазации не более $5 \cdot 10^{-3}$ м^3/ч (рис. 183, *а*). При этом газ дегазации накапливается в газометре. После прекращения выделения газа температуру в водяной бане, в которой помещен контейнер с конденсатом, доводят до 35°С. При этом из конденсата в контейнере выделяется дополнительное количество газа, который также накапливается в газометре.

Пробы сырого конденсата высокосернистых газоконденсатных месторождений типа Астраханского подвергаются дегазации по схеме, показанной на рис. 183, *б*.

При разогревании пробы сырого конденсата сероводородосодержащих месторождений вентиль контейнера *3* открывают так, чтобы поглощение сероводорода подкисленным раствором хлористого кадмия проходило, в основном, в первом поглотителе, следя за тем, чтобы контрольный поглотитель *14* оставался светлым. После прекращения выделения газа из контейнера при открытом вентиле *5* температура в нагревательной бане доводится до 308 К. По окончании выделения газа вентиль *5* закрывается. Для удаления углеводородных газов, растворенных в жидкости, соби-

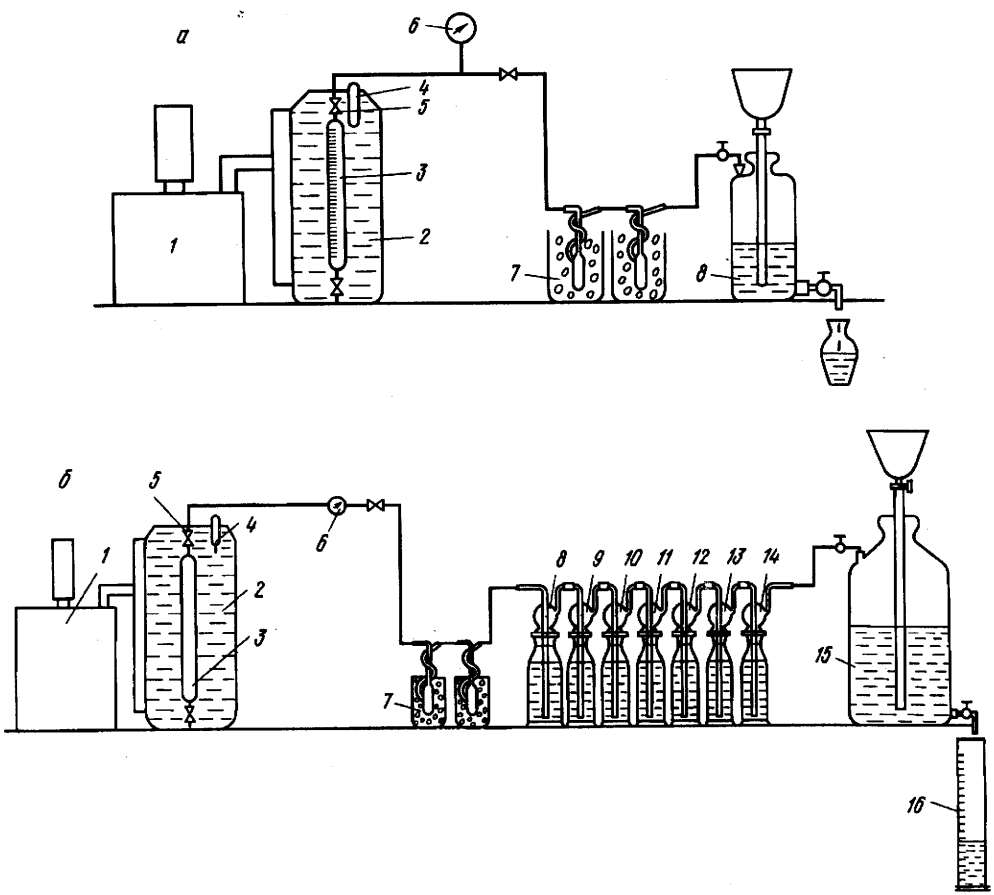


Рис. 183. Схема аппаратуры для дегазации сырого конденсата несернистых месторождений (*а*) и высокосернистых газоконденсатных месторождений (*б*)

1 – термостат; *2* – баня; *3* – контейнер; *4* – термометр; *5* – вентиль; *6* – манометр; *7* – ловушка; *8* – газометр (на *а*); *8–14* – ловушки (на *б*); *15* – газометр; *16* – мерный цилиндр

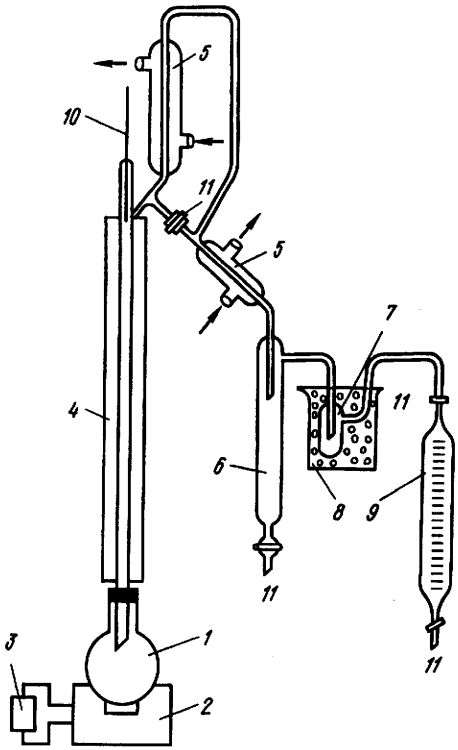
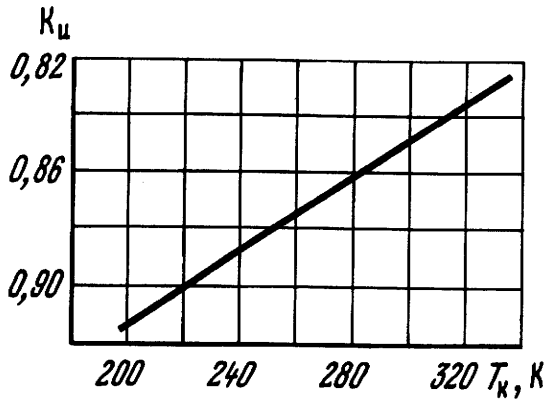


Рис. 184. Схема аппаратуры для дебутанизации дегазированного конденсата

1 – колба; *2* – колбонагреватель; *3* – ЛАТР; *4* – лабораторная ректификационная колонна; *5* – холодильники; *6* – приемник; *7* – ловушка; *8* – охлажденная смесь льда с солью; *9* – газовая бюретка; *10* – термометр; *11* – краники

Рис. 185. Зависимость коэффициента извлечения конденсата $K_и$ от температуры его выкипания $T_к$



раемых в змеевиковых ловушках, температуру охлаждающей смеси постепенно понижают до 278 К. Объем газа дегазации, освобожденного от сероводорода и меркаптанов, замеряется в газометре и пересчитывается на объем при стандартных условиях.

Раствор сульфида кадмия переводят из поглотителей *8–14* в мерную колбу. Перед каждым отбором пробы для анализа на содержание сероводорода в газе йодометрическим способом раствор тщательно перемешивают. Объем поглощенного сероводорода определяют по формуле:

$$V_{H_2S} = (V_1 - V_2) \cdot 24,05 \cdot 0,017 V_3, "H" / V_4 M_{H_2S}, \qquad (3.7)$$

где V_1 – объем 0,1 Н раствора тиосульфита натрия, израсходованного на титрование без пропускания газа, 10^{-6} м^3; V_2 – объем 0,1 Н раствора тиосульфита натрия, израсходованного на титрование после пропускания исследуемого газа, 10^{-6} м^3; Н – индекс, показывающий нормальность тиосульфита натрия; 0,017 – численный коэффициент – количество сероводорода, эквивалентное $1 \cdot 10^{-6}$ м^3, точно для 1 · Н раствора тиосульфата натрия, 10^{-3} кг; V_3 – объем раствора, 10^{-6} м^3; V_4 – объем раствора, взятый для анализа, 10^{-3} м^3; M_{H_2S} – молекулярная масса сероводорода, кг/моль.

Процентное содержание сероводорода в газе дегазации определяется формулой

$$x_{H_2S} = 100 V_{H_2S} / (H_2S + Q_{гд}), \ \% \qquad (4.7)$$

где $Q_{гд}$ – объем газа дегазации без H_2S и меркаптанов.

При расчете меркаптановой серы учитывается суммарный объем сероводорода и газа дегазации, освобожденного от сероводорода. Следует иметь в виду, что содержание сероводорода в газе дегазации может достигать 70 об.%. Если количество газа, собранного при дегазации в газометре, превышает $5 \cdot 10^{-3}$ м^3 из контейнера объемом

(150–200) · 10^{-6} м^3, то конденсат из контейнера, предварительно охлажденного до 283 –288 К вместе с добавленным к нему жидким продуктом, собранным из газа в змеевиковых ловушках, подвергается дебутанизации в лабораторной ректификационной колонке, схематично показанной на рис. 184. Между приемником и газовой бюреткой помещают змеевиковые ловушки, погруженные в охлажденную смесь льда с солью, служащие для улавливания жидких углеводородов, унесенных газом дебутанизации. Для дебутанизации жидкий продукт, находящийся в колбе *1*, подогревают до T = 353–373 К, т.е. до полного прекращения выделения газа из колбы. Дебутанизированный конденсат C_{5+} переливают из колбы в мерный цилиндр, туда же сливают жидкость, собранную в змеевиковых ловушках. Замеряют количество жидкого продукта и определяют его плотность при T = 293 К и молекулярную массу.

При содержании C_{5+} в пластовом газе менее 30 · 10^{-3} кг/м^3 коэффициент извлечения конденсата $\alpha_к$ определяется из зависимости между $\alpha_к$ и фракционным составом конденсата, показанной на рис. 185. При этом величина коэффициента извлечения конденсата $\alpha_к$ соответствует 90%-ному выкипанию.

Пример. Известен фракционный состав конденсата: начало кипения 314 К; 10%-ная выкипаемость 340 К; 50%-ная выкипаемость 400 К; 90%-ная выкипаемость 533 К. Конец кипения 574 К; отогнано 99,5 об.%. Из 90%-ной выкипаемости, соответствующей 533 К, следует, что количество выпавшего конденсата (см. рис. 185) при $P_{пл}$ = 0,1 МПа будет 12,5%. Тогда коэффициент извлечения $\alpha_к$ равен $\alpha_к$ = 1–0,125 = = 0,875.

7.8.3. Определение состава пластового газа

Практически все процессы, связанные с подсчетом запасов газа, его фильтрацией в пористой среде, движение по стволу скважины и в наземных коммуникациях, а также промысловая и заводская обработки требуют знания состава газа и его изменения в системе пласт–потребитель в процессе разработки месторождения.

Расчет состава пластового газа необходимо производить, исходя из 1 м^3 газа сепарации. Для этого надо иметь следующие данные: расход газа сепарации $Q_{гс}$, 10^3 м^3/сут и расход нестабильного конденсата $Q_{нк}$, м^3/сут; удельный выход нестабильного конденсата $q_{нк}$, 10^{-6} м^3/м^3; объем контейнера, пробоотборника $\upsilon_к$, 10^{-6} м^3; объем дегазированного конденсата в объеме контейнера $\upsilon_{дк}$, 10^{-6} м^3; объемный коэффициент усадки, $K_{ус}$; объем газа дегазации в объеме контейнера $\upsilon_{гд}$, 10^{-3} м^3; молекулярную массу дегазированного конденсата $M_{дег.к}$, кг/моль; плотность дегазированного конденсата $\rho_{дк}$, кг/м^3; состав газа дегазации x_i, %-мольные; состав газа сепарации x_i, % и состав дегазированного конденсата, мас.%.

При необходимости выполнения процесса дегазации дополнительно вводятся исходные данные газов дебутанизации и вместо дегазированного конденсата используются данные дебутанизированного конденсата.

Данные, перечисленные выше для расчета состава пластового газа, определяются по формулам

– удельный выход нестабильного (сырого) конденсата

$$q_{нк} = Q_{нк}/Q_{гс} \text{ м}^3/\text{м}^3; \qquad (5.7)$$

– объемный коэффициент усадки нестабильного конденсата после его дегазации при P = 0,1 МПа и T = 293 К

$$K_{ус} = \upsilon_{дк}/\upsilon_к; \qquad (6.7)$$

– удельный объем газа дегазации (дебутанизации) при пересчете на удельный выход нестабильного конденсата $Q_{гд}$

$$Q_{гд} = \upsilon_{гд} q_{нк}/\upsilon_к \ 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3, \qquad (7.7)$$

Таблица 99

Расчет состава пластового газа

Компонент	Газ сепарации			
	Мольная доля, %	10^{-3} м^3 на 1 м^3 отсепарированного газа	Массовая доля, %	10^{-3} кг на 1 м^3 отсепарированного газа
1	2	3	4	5
CH_4	81,44	814,40	64,18	543,40
C_2H_6	5,02	50,20	7,42	62,82
C_3H_8	2,07	20,70	4,48	37,93
i-C_4H_{10}	0,31	3,10	0,88	7,45
n-C_4H_{10}	0,62	6,20	1,77	15,00
i-C_5H_{12}	0,22	2,20	0,78	6,60
n-C_5H_{12}	0,14	1,40	0,50	4,23
C_6H_{14}	0,11	1,10	0,47	3,98
C_7H_{16}	0,03	0,30	0,15	1,27
C_8H_{18+}		–	–	–
H_2S	3,57	35,70	5,98	50,63
RSH	0,03	0,30	0,09	0,76
CO_2	5,64	56,40	12,20	103,29
N_2	0,80	8,00	1,10	9,31
Σ	100,0	1000	100,0	846,67
*QC_{5+}	0,50	5,00	1,90	16,08
Молекулярная масса		20,354		
Плотность, кг/м^3		0,847		

$$Q_{\text{г.деб}} = \upsilon_{\text{г.деб}} q_{\text{нк}} / \upsilon_{\text{к}}\ 10^{-3}\ \text{м}^3/\text{м}^3; \tag{8.7}$$

– удельные выходы дегазированного конденсата в пересчете на удельный выход нестабильного конденсата в объемных и массовых единицах

$$q_{\text{дк}} = q_{\text{нк}} \cdot K_{\text{ус}}\ 10^{-6}\ \text{м}^3/\text{м}^3, \tag{9.7}$$

$$q_{\text{дк}} = q_{\text{нл}} K_{\text{ус}} \rho_{\text{к}}\ 10^{-3}\ \text{м}^3/\text{м}^3; \tag{10.7}$$

– молекулярные массы газов дегазации (дебутанизации) и сепарации

$$M_{\text{гд}} = \sum_{i=1}^{n} x_i M_i / 100, \quad M_{\text{г.деб}} = \sum_{i=1}^{n} x_i M_i / 100, \tag{11.7}$$

$$M_{\text{гс}} = \sum_{i=1}^{n} x_i M_i / 100; \tag{12.7}$$

– плотность газов дегазации (дебутанизации), сепарации и конденсата при стандартных условиях определяются соответственно формулами:

$$\rho_{\text{гд}} = M_{\text{гд}}/24{,}05 \text{ или } \rho_{\text{г.деб}} = M_{\text{г.деб}}/24{,}05\ \text{кг/м}^3, \tag{13.7}$$

$$\rho_{\text{гс}} = M_{\text{гс}}/24{,}05\ \text{кг/м}^3 \tag{14.7}$$

и пикиометрическим способом определяется плотность конденсата;

– удельное содержание газа дегазации (дебутанизации) в пересчете на удельный

Газ дегазации				Дегазированный конденсат	
Мольная доля, %	10^{-3} м^3 на 1 м^3 отсепарированного газа	Массовая доля, %	10^{-3} кг на 1 м^3 отсепарированного газа	Мольная доля, %	10^{-3} м^3 на 1 м^3 отсепарированного газа
6	7	8	9	10	11
54,00	16,88	32,50	11,26	–	–
13,18	4,12	14,87	5,15	0,01	0,03
8,05	2,52	13,32	4,62	0,57	1,84
1,23	0,38	2,68	0,93	0,43	1,37
2,09	0,65	4,56	1,58	1,33	4,25
0,56	0,18	1,52	0,53	2,02	6,46
0,40	0,12	1,08	0,37	2,42	7,74
0,24	0,08	0,78	0,27	6,77	21,63
0,06	0,02	0,08	0,03	9,12	29,14
–	–	–	–	76,65	244,95
11,98	3,74	15,31	5,31	–	–
0,04	0,01	0,11	0,04	0,68	2,17
7,68	2,40	12,68	4,39	–	–
0,49	0,15	0,51	0,18	–	–
100,0	31,25	100,0	34,66	100,0	319,57
1,26	0,40	3,46	1,20	96,98	309,92
		26,656		145	
		1,109		0,763	

выход нестабильного конденсата определяется:

$$q_{гд} = Q_{гд} \cdot \rho_{гд} \text{ или } q_{г.деб} = Q_{г.деб}\rho_{г.деб} \cdot 10^{-3} \text{ кг/м}^3; \quad (15.7)$$

– молекулярная масса дегазированного конденсата определяется в лабораторных условиях криоскопическим методом, а плотность нестабильного конденсата определяется пинометром высокого давления;

– удельный объем дегазированного (дебутанизированного) конденсата в пересчете на удельный выход нестабильного конденсата и переведенного в газообразное состояние, определяется формулой:

$$Q_{дк} = q_{дк} \cdot 24{,}05/M_{дк}\ 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3, \quad (16.7)$$

$$Q_{деб.к} = q_{деб.к} \cdot 24{,}05/M_{деб.к}\ 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3; \quad (17.7)$$

– молекулярная масса остатка C_{5+} в дегазированном (дебутанизированном) конденсате определяется:

$$M_{C_{5+}} = \frac{M_{д.к} \cdot y_{C_{5+}}}{100 - M_{д.к}\Sigma \dfrac{y_{y_1} + \text{Кислые}}{M_i + \text{Кислые}}}, \quad (18.7)$$

где x_i – мольная доля i-го компонента, %; y_i – массовая доля i-го компонента, %; M_i – молекулярная масса i-го компонента.

Таблица 99 (окончание)

Компонент	Дегазированный конденсат		Нестабильный (сырой) конденсат			
	Массовая доля, %	10^{-3} кг на 1 м^3 отсепарированного газа	Мольная доля, %	10^{-3} м^3 на 1 м^3 отсепарированного газа	Массовая доля, %	10^{-3} кг на 1 м^3 отсепарированного газа
1	12	13	14	15	16	17
CH_4	–	–	20,04	16,88	3,18	11,26
C_2H_6	0,08	0,04	4,94	4,16	1,46	5,18
C_3H_8	1,95	1,03	4,20	3,55	1,82	6,45
i-C_4H_{10}	1,06	0,56	1,12	0,94	0,65	2,30
n-C_4H_{10}	3,33	1,77	2,87	2,42	1,64	5,83
i-C_5H_{12}	4,08	2,16	2,78	2,34	1,97	6,99
n-C_5H_{12}	4,88	2,59	3,22	2,71	2,29	8,11
C_6H_{14}	11,40	6,04	7,27	6,12	6,18	21,90
C_7H_{16}	13,22	7,00	8,33	7,02	8,23	29,17
C_8H_{18+}	58,90	31,21	37,05	31,32	69,15	244,95
H_2S	–	–	4,45	3,74	1,50	5,31
RSH	1,10	0,58	0,70	0,59	0,63	2,21
CO_2	–	–	2,85	2,40	1,24	4,39
N_2	–	–	0,18	0,15	0,05	0,18
Σ	100	52,98	100	84,23	100	354,21
$^*QC_{5+}$	92,48	49,00	58,65	49,40	87,82	311,12
Молекулярная масса				101		
Плотность, кг/м^3				0,671		

Пример 1. Определить состав пластового газа при исходных данных: $Q_{нк}$ = 264 м^3/сут; $Q_{гд}$ = = 500,5·10^3 м^3/сут; $\upsilon_к$ = 104·10^{-6} м^3; $\upsilon_{дк}$ = 82,6·10^{-6} м^3; $\upsilon_{гд}$ = 6,162·10^{-3} м^3; $M_{д.к}$ = 145 кг/моль; $\rho_{дк}$ = = 763 кг/м^3; кроме того, заданы составы газов дегазации и сепарации, которые приведены в табл. 99, а также состав дегазированного конденсата y_i.

По исходным данным определяем удельный выход нестабильного (сырого) конденсата

$$q_{нк} = \frac{Q_{нк}}{Q_{гс}} = 264 / 500,5 \cdot 10^3 = 527,5 \cdot 10^{-6}.$$

Объемный коэффициент усадки $K_{ус}$ определяют по известным $\upsilon_{гд}$ и $\upsilon_к$.

$$K_{ус} = \upsilon_{дк}/\upsilon_к = 82,6 \cdot 10^{-6}/104 \cdot 10^{-6} = 0,794.$$

Зная $q_{нк}$, $\upsilon_{гд}$ и $\upsilon_к$, вычисляется $q_{гд}$:

$$q_{гд} = \frac{\upsilon_{гд} \cdot q_{нк}}{\upsilon_к} = 6,162 \cdot 10^{-3} \cdot 527,5 \cdot 10^{-6} / 104 \cdot 10^{-6} = 31,25 \cdot 10^{-3}.$$

Количество дегазированного кондесата определяем по известным $q_{нк}$ и $K_{ус}$, используя формулу:

$$q_{дк} = q_{нк} \cdot K_{ус} = 527,5 \cdot 10^{-6} \cdot 0,794 = 418,83 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3$$

или

$$q_{дк} = q_{нк} \cdot K_{ус} \rho_к = 527,5 \cdot 10^{-6} \cdot 0,794 \cdot 0,763 \cdot 10^3 = 319,57 \cdot 10^{-3} \text{ кг/м}^3.$$

Для приведенных в табл. 99 составов молекулярные массы газов дегазации и сепарации соответственно равны:

Пластовый газ					
Мольная доля, %	10^{-3} м^3 на 1 м^3 отсепарированного газа	Массовая доля, %	10^{-3} кг на 1 м^3 газа		
			отсепарированного	"сухого"	пластового
18	19	20	21	22	23
76,67	831,28	46,19	554,66	538,59	511,57
5,01	54,36	5,66	68,00	66,03	62,72
2,24	24,25	3,70	44,38	43,09	40,93
0,37	4,04	0,81	9,75	9,47	8,99
0,79	8,62	1,73	20,83	20,23	19,21
0,42	4,54	1,13	13,59	13,20	12,53
0,38	4,11	1,03	12,34	11,98	11,38
0,67	7,22	2,16	25,88	25,13	23,87
0,68	7,32	2,53	30,44	29,56	28,07
2,88	31,21	20,40	244,95	237,85	225,92
3,64	39,44	4,66	55,94	54,32	51,59
0,08	0,89	0,25	2,97	2,88	2,74
5,42	58,80	8,96	107,68	104,56	99,81
0,75	8,15	0,79	9,49	9,21	8,75
100	1084,23	100	1200,90	1166,10	1107,58
5,03	54,40	27,25	327,20	317,73	301,77
			26,627		
			1,108		

$M_{гд} = 26{,}656$ кг/моль, $M_{гс} = 20{,}354$ кг/моль.

Зная $M_{гд}$ и $M_{гс}$ вычисляют плотности газов дегазации и сепарации:

$\rho_{гд} = M_{гд}/24{,}05 = 26{,}656/24{,}04 = 1{,}109$ кг/м^3,

$\rho_{гс} = M_{гс}/24{,}05 = 20{,}354/24{,}04 = 0{,}847$ кг/м^3.

Удельное содержание газа дегазации в весовых единицах определяют по известным $q_{гд}$ и $\rho_{гд}$:

$q_{гд} = q_{гд}\rho_{гд} = 31{,}25 \cdot 10^{-3} \cdot 1{,}109 = 34{,}66 \cdot 10^{-3}$ кг/м^3,

а удельное содержание дегазированного конденсата рассчитывают по известным $q_{дк}$ (в весовых единицах) и $M_{дк}$:

$q_{дк} = q_{дк} \cdot 24{,}05/M_{дк} = 319{,}57 \cdot 10^{-3} \cdot 24{,}04/145 = 52{,}98 \cdot 10^{-3}$ м^3/м^3.

Значения молекулярных масс, плотностей компонентов приведены в табл. 99.

Расчет состава пластового газа выполняется со следующей последовательностью:

в графах 2, 6 и 10 табл. 99 приводятся составы в молекулярных процентах газов сепарации и дегазации и дегазированного конденсата;

в графе 3 приведены объемы компонентов газа сепарации в расчете на 1 м^3 отсепарированного газа, содержание графы 3 определяется формулой:

$$C_i = x_i \cdot 10^3 / 100 = 10 x_i; \qquad (19.7)$$

так, например, содержание метана в 1 м^3 отсепарированного газа будет: $CH_4 = 81{,}44 \cdot 10 = 814{,}4 \cdot 10^{-3}$ м^3; этана $C_2H_6 = 5{,}02 \cdot 10 = 50{,}2 \cdot 10^{-3}$ м^3 и т.д.;

массовые доли компонентов в %, приведенные в графах 4 и 8, рассчитываются по известным молярным составам по формуле:

$$y_i = x_i M_i / M_{см}, \tag{20.7}$$

где $M_{см}$ – молекулярная масса смесей газов сепарации и дегазации (дебутанизации); так, например, для метана значения граф 4 и 8 будут:

$$y_{CH_4} = 81{,}44 \cdot 16{,}04/20{,}354 = 64{,}18 \text{ и } y_{CH_4} = 54{,}00 \cdot 16{,}04/26{,}656 = 32{,}50 \text{ и т.д.};$$

сумма графы 5, равная 846,67, для газа сепарации определяется в расчете на 1 м^3 отсепарированного газа формулой:

$$M_{см.сеп} 10^3/24{,}05 = 20{,}354 \cdot 10^3/24{,}04 = 846{,}67;$$

сумма графы 7, т.е. удельный объем газа дегазации (дебутанизации) $Q_{гд}$ рассчитывается по формуле (7.7), а содержание каждого компонента в расчете на 1 м^3 газа дегазации определяется по приведенному в графе 6 молярному проценту по формуле:

$$C_i = Q_{гд} x_i / 100; \tag{21.7}$$

так, например, сумма графы 7 будет: $Q_{гд} = \upsilon_{гд} q_{нк} / \upsilon_к = 6{,}162 \cdot 527{,}5/104 = 31{,}25$, а объем метана в газе дегазации $CH_4 = 31{,}25 \cdot 54{,}0/100 = 16{,}88$ и т.д.

сумма графы 9, т.е. удельное содержание газа дегазации (дебутанизации) в пересчете на удельный выход нестабильного конденсата определяется по формуле (8.7), а содержание каждого компонента в расчете на 1 м^3 отсепарированного газа в массовых процентах рассчитывается по приведенному в графе 8 массовому проценту этого компонента по формуле:

$$C_i = q_{гд} x_i / 100; \tag{22.7}$$

так, например, сумма графы 9 будет: $q_{гд} = Q_{гд} \rho_{гд} = 31{,}25 \cdot 1{,}109 = 34{,}66$, масса метана в этой сумме будет: $CH_4 = 34{,}66 \cdot 32{,}50/100 = 11{,}26$; а этана $C_2H_6 = 34{,}66 \cdot 14{,}87/100 = 5{,}15$ и т.д.

сумма графы 11, равная 319,57, определяется по формуле (10.7), содержание в килограммах каждого компонента в этой сумме вычисляется по приведенному в графе 10 массовому проценту этого компонента в расчете на 1 м^3 отсепарированного газа по формуле:

$$C_i = q_{дк} y_i / 100; \tag{23.7}$$

так, например, сумма графы 11 будет $q_{дк} = q_{нк} K_{ус} \rho_к = 527{,}5 \cdot 0{,}794 \cdot 0{,}763 = 319{,}57$, массовая доля этана в этой сумме будет: $C_2H_6 = q_{дк} y_i / 100 = 319{,}57 \cdot 0{,}01/100 = 0{,}03$; а пропана $C_3H_8 = 319{,}57 \cdot 0{,}57/100 = 1{,}84$ и т.д.

в графе 12 массовые доли в процентах, пересчитываются в молярные проценты по формуле:

$$x_i = y_i 100 / M_i / \Sigma y_i / M_i; \tag{24.7}$$

сумма в графе 13 определяется по формуле (17.7); для заданных и рассчитанных исходных данных величина этой суммы будет: $q_{дк} = q_{дк} \cdot 24{,}05/M_к = 319{,}57 \cdot 24{,}04/145 = 52{,}98$, а содержание i-го компонента этой графы, переведенное в газообразное состояние в расчете на 1 м^3 отсепарированного газа, определяется по известным молярным процентам, приведенным в графе 10 по формуле:

$$C_i = Q_{дк} \cdot x_i / 100; \tag{25.7}$$

так, например, в рассматриваемом случае содержание этана и пропана соответственно будет: $C_2H_6 =$ $= 52{,}98 \cdot 0{,}08/100 = 0{,}04$ и $C_3H_8 = 52{,}98 \cdot 1{,}95/100 = 1{,}03$;

в графе 15 приведена сумма граф 7 и 13 покомпонентно, а в графе 17 – сумма граф 9 и 11;

в графах 14 и 16 приведены молярные и массовые доли в процентах каждого компонента;

в графе 18 приведена сумма граф 3 и 15, а в графе 21 – сумма граф 5 и 17 покомпонентно;

в графах 18 и 20 приведены молярные и массовые доли в процентах каждого компонента, рассчитанные по данным графы 19;

в графе 21 приведено потенциальное содержание каждого компонента в килограммах на 1 м^3 отсепарированного газа. По этим данным, вычислены содержание i-го компонента "сухого" (графа 22) и пластового (графа 23) газа; для этих расчетов введены пересчетные коэффициенты, определяемые из соотношений:

$K_{пл} = Q_{пл}/Q_{отс}$ или $K'_{пл} = Q_{отс}/Q_{пл}$; $K_{сух} = Q_{сух}/Q_{отс}$ или $K'_{сух} = Q_{отс}/Q_{сух}$,

где $Q_{пл} = \Sigma Q_i$; Q_i – объемы i-го компонента в 10^{-3} м^3 на 1 м^3 отсепарированного газа. Для р ассматриваемого примера значения Q_i приведены в графе 19, сумма которой равна $Q_{пл} = 1084{,}23 \cdot 10^{-3}$ м^3, $Q_{отс} = \Sigma Q_{iотс}$. Суммарные значения $Q_{iотс}$ приведены в графе 3; $\Sigma Q_{отс} = 1000$. Следовательно, пересчетные коэффициенты $K_{пл} = 1084{,}23/1000 = 1{,}08423$ и $K_{пл} = 1000/1084{,}23 = 0{,}922$; $Q_{сух} = Q_{пл} - Q_{C_{5+}}$; $Q_{C_{5+}}$ – объемы углеводородов C_{5+} в 1 м^3 отсепарированного газа, величины которых в табл. 99 отмечены индексом* $Q_{C_{5+}} =$ $= 54{,}40$. Тогда $Q_{сух} = 1084{,}23 - 54{,}50 = 1029{,}83$, $K_{сух} = 1029{,}83/1000 = 1{,}02983$ и $K'_{сух} = 1000/1029{,}83 = 0{,}971$.

Для вычисления граф 22 и 23 необходимо данные графы 21 разделить соответственно на $K_{сух} = 1{,}02983$ и $K_{пл} = 1{,}08423$ или умножить на $K'_{сух} = 0{,}971$ и $K'_{пл} = 0{,}922$.

Эти расчеты вызваны тем, что ГКЗ Российской Федерации утверждает запасы сухого газа и сопутствующие им запасы жидких углеводородов C_{5+} и неуглеводородных компонентов.

7.9. ГРАФОАНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

Наряду с лабораторными газоконденсатные характеристики могут быть определены и графоаналитическими методами. К этим характеристикам относятся: коэффициент извлечения конденсата; давление начала конденсации; коэффициенты усадки; текущее потенциальное содержание конденсата в газе; выход конденсата; молекулярная масса конденсата. Для определения перечисленных параметров газоконденсатной смеси должны быть известны: состав пластового газа; групповой углеводородный состав C_{5+}, т.е. количество ароматических, нафтеновых и метановых углеводородов; степень недонасыщенности системы в процентах от начального пластового давления; показатель преломления. Ниже приведены газоконденсатные характеристики, определенные графоаналитическими методами.

Определение коэффициента извлечения конденсата $\alpha_к$. Для определения коэффициента извлечения $\alpha_к$ необходимо знать начальное потенциальное содержание конденсата в газе, массовое содержание в процентах ароматических и нафтеновых углеводородов, а также степень насыщенности системы.

Пример. Насыщенная газоконденсатная система содержит 200 г/м^3 конденсата, групповой состав которого состоит из 20 мас.% ароматических углеводородов и 30 мас.% нафтеновых. Определить коэффициент извлечения конденсата $\alpha_к$. Для определения $\alpha_к$ используем номограмму, показанную на рис. 186. Ключ к определению $\alpha_к$ показан на рис. 186. Из рис. 186 видно, что $\alpha_к = 0{,}69$.

Величина $\alpha_к$ приближенно может быть вычислена и аналитически при известных $\rho_к$, $M_к$ и содержания C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{10} и C_{5+} по формуле

$$\alpha_к = 101{,}57 - 7{,}96C_{5+} - 0{,}59C_2H_6 - 0{,}6835\rho_к M_к + 32{,}38M_к / \rho_к + 4{,}46C_3H_8 - $$
$$-7{,}56C_4H_{10} + 0{,}49C_{5+} - 0{,}4222 \cdot C_3H_8 \cdot C_4H_{10}, \qquad (26.7)$$

где $\rho_к$, $M_к$ – плотность и молекулярная масса конденсата; C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{10} и C_5H_{12} – содержание этих компонентов в мольных % в пластовом газе.

Недонасыщенность системы влияет на коэффициент извлечения конденсата. Влияние недонасыщенности системы на $\alpha_к$ учитывается в виде поправки $\Delta\alpha$ на величину $\alpha_к$, т.е. коэффициент извлечения конденсата недонасыщенных систем $\alpha_{кн}$ определяется формулой

$$\alpha_{кн} = \alpha_к + \Delta\alpha, \qquad (27.7)$$

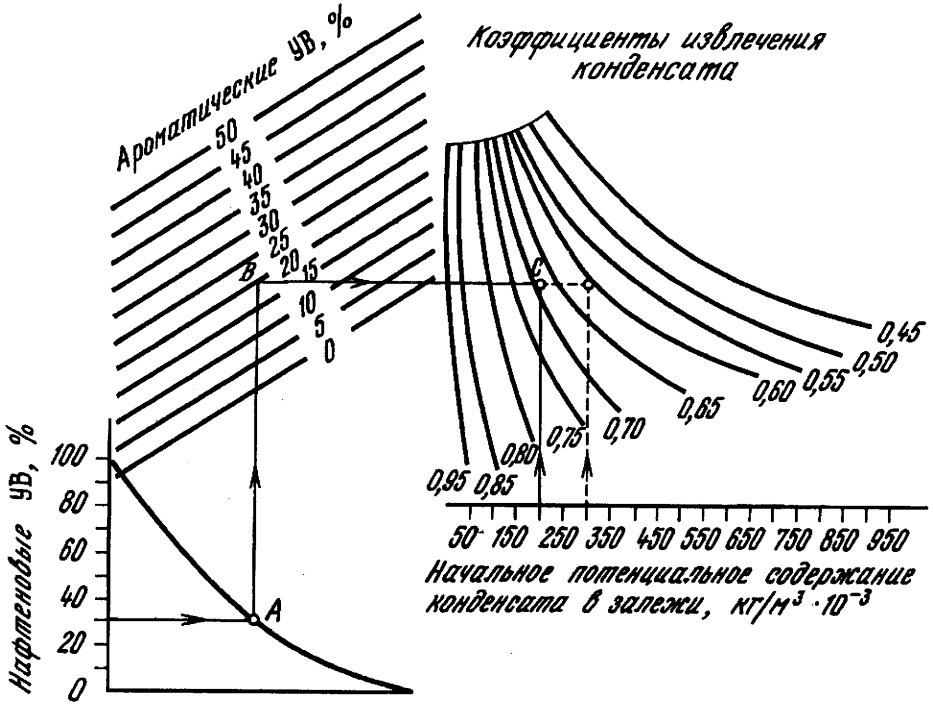


Рис. 186. Номограмма для определения коэффициента извлечения конденсата $\alpha_к$

где $\Delta\alpha = (4{,}425y)^{0,5}$; y – степень недонасыщенности в % от начального пластового давления в залежи, определяется формулой

$$y = (P_{пл} - P_{нк}) \cdot 100 / P_{пл}. \qquad (28.7)$$

Пример. Определить коэффициент извлечения конденсата недонасыщенной системы с содержанием C_{5+} в пластовом газе 300 г/м^3. Содержание ароматических углеводородов в конденсате равно 20%, а нафтеновых 30%; $P_{пл} = 40{,}0$ МПа, давление начала конденсации $P_{н.к} = 27{,}0$ МПа. Если бы система была насыщенной, то коэффициент извлечения $\alpha_к$ был бы равен 0,61. Недонасыщенность системы для данного примера равна 13,0 МПа или y = (13·100)/40 = 32,5%, тогда величина $\alpha_{кн}$ будет равна $\alpha_{кн}$ = = 0,61 + 0,12 = 0,73.

На коэффициент извлечения конденсата существенно влияют неуглеводородные компоненты в составе газа, метановые углеводороды в групповом составе конденсата и температуры. Влияние этих факторов на коэффициент извлечения, а также на давление начала конденсации учитываются формулами

$$\Delta\alpha_{N_2} = 1{,}011 \cdot 10^{-4} y_0^4 / y_1^6 y_2^5 - 0{,}5321 y_0^6 / y_1^2 y_2 - 0{,}741 \cdot 10^{-4} y_0 / y_1^4 y_2^2, \qquad (29.7)$$

$$\Delta P_{N_2} = 2{,}741 y_0^5 / y_1 + 0{,}05924 y_0^6 y_1^2 / y_2^2, \qquad (30.7)$$

где $\Delta\alpha_{N_2}$, ΔP_{N_2} – влияние азота, метановых углеводородов в конденсате и температуры на коэффициент извлечения конденсата и на давления начала конденсации; y_0, y_1, y_2 – учет наличия азота, температуры, метановых углеводородов при расчетах величин $\Delta\alpha_{N_2}$ и ΔP_{N_2}. Значения y_0, y_1 и y_2 определяются формулами

$$y_0 = [x_{N_2} / 100 - 0{,}052]^{0,5}; \quad y_1 = (t / 100)^{0,5}, \quad y_2 = (x_{CH_4} / 100)^{0,5}, \qquad (31.7)$$

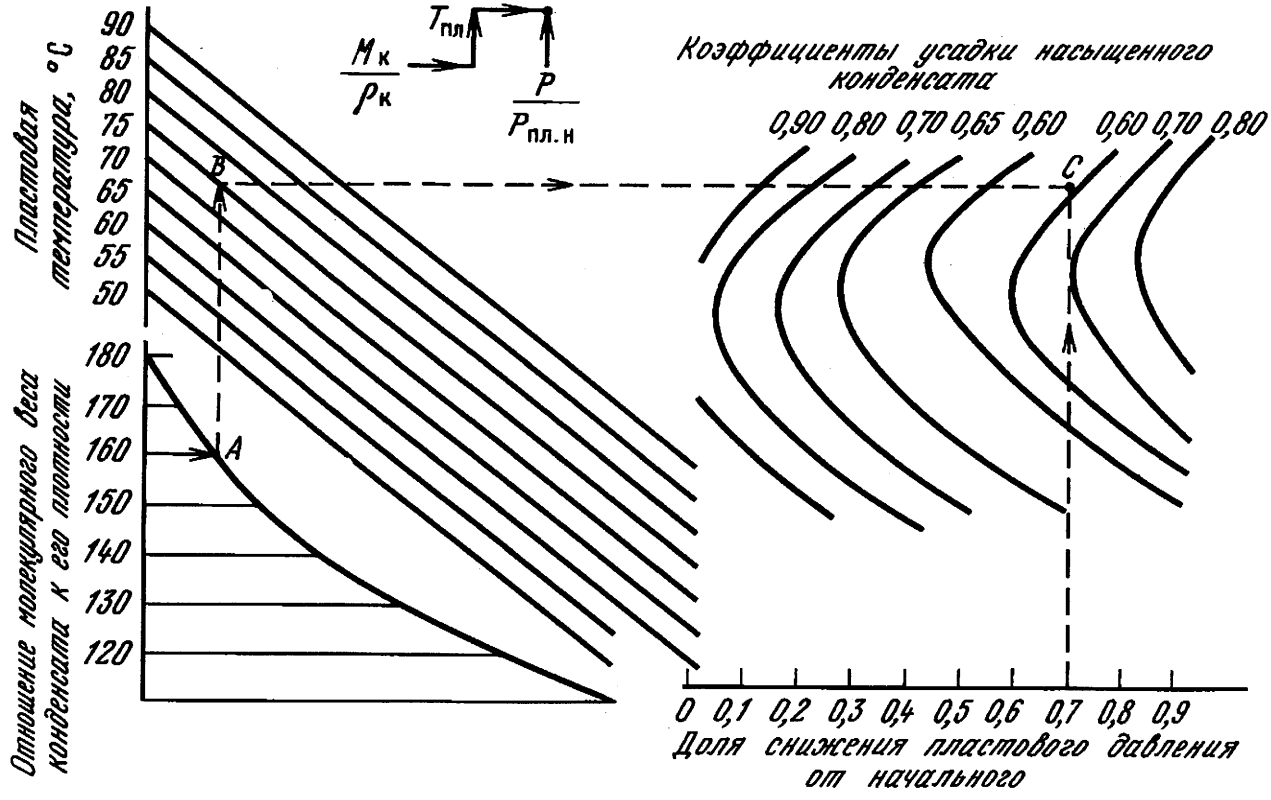


Рис. 187. Номограмма для определения коэффициента усадки сырого конденсата, выпадающего в пласте в зависимости от $M_к/\rho_к$, $T_{пл}$ и $P_{пл}$

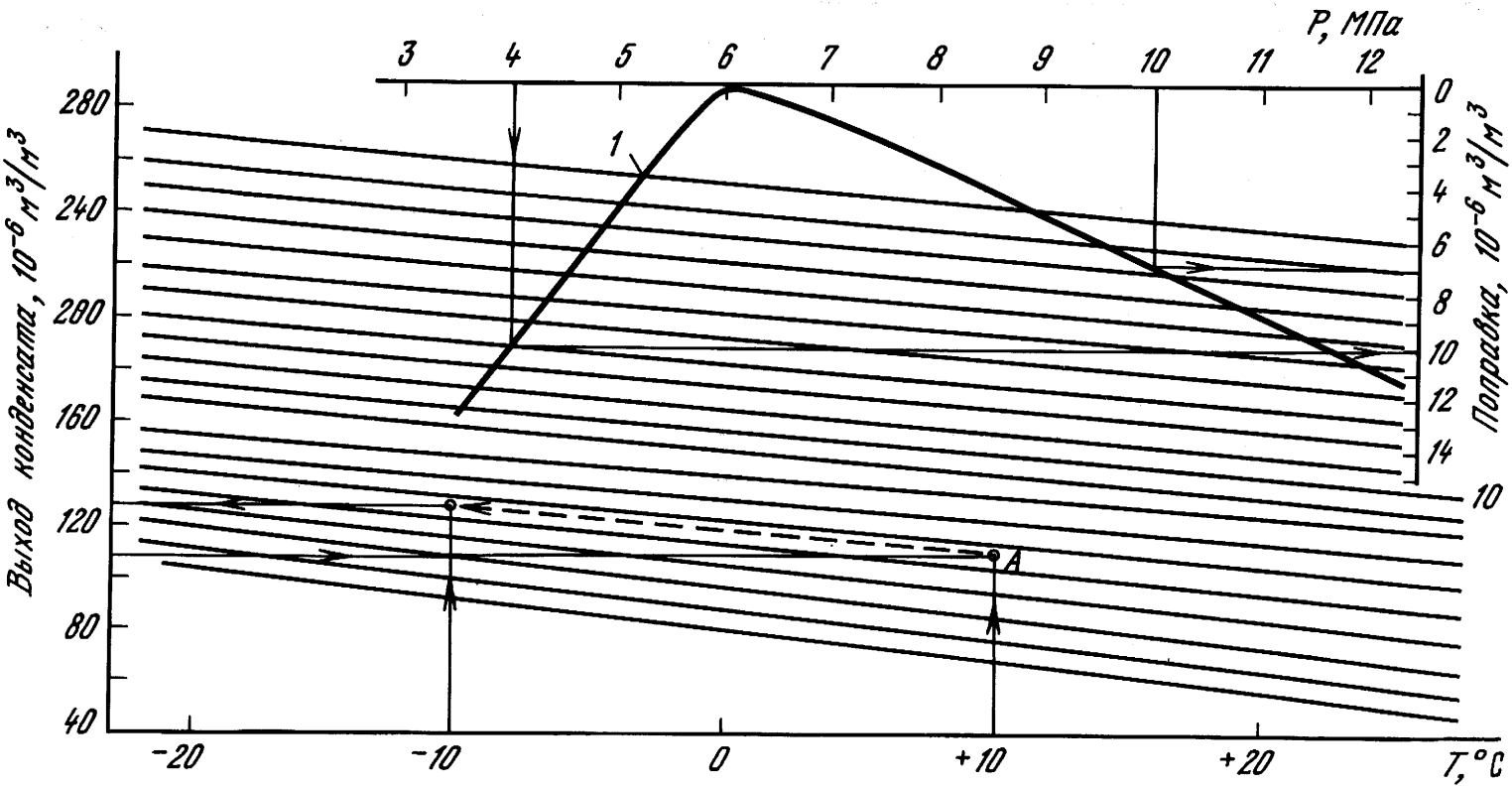


Рис. 188. Номограмма для определения выхода конденсата в зависимости от температуры и давления сепарации для газоконденсатных залежей с содержанием углеводородов C_{5+} более $60 \cdot 10^{-6}$ м^3/м^3

Пояснение см. в тексте

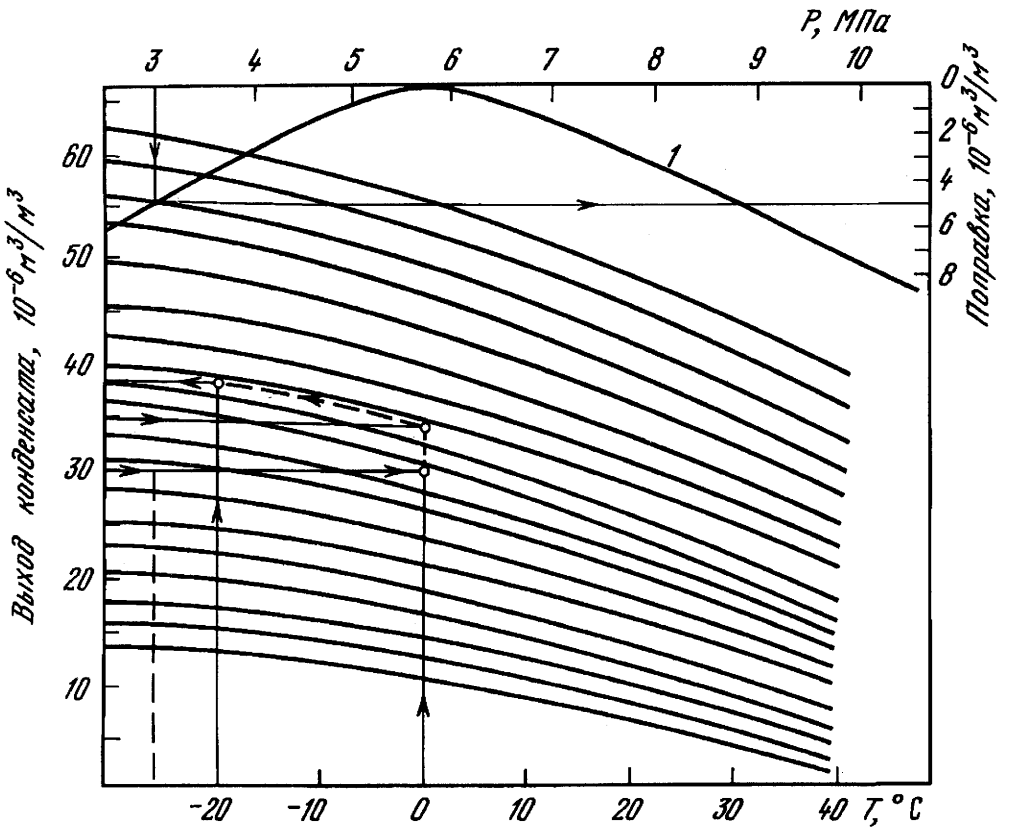


Рис. 189. Номограмма для определения выхода конденсата в зависимости от температуры и давления сепарации для газоконденсатных залежей с содержанием углеводородов C_{5+} менее $60 \cdot 10^{-6}$ м³/м³

Пояснение см. в тексте

где x_{N_2} – содержание азота в газе в мольных %; x_{CH_4}– содержание метановых углеводородов в конденсате в мольных %, t – температура, °С.

Аналогичные поправки на коэффициент извлечения и на давления начала конденсации должны быть вычислены и при наличии в составе газа CO_2. Величины поправок при наличии в газе CO_2 определяются по формулам

$$\Delta\alpha_{CO_2} = 3,316 y_1 y_2^3 y_3^6 - 0,08395 y_1^6 / y_2^3 y_3^2 + 0,0318 y_1^2 / y_2^4 y_3 + 0,1 y_1^2 / y_2 y_3^2 -$$

$$-0,1127 y_1^6 y_2^6 / y_3^2, \qquad (32.7)$$

$$\Delta P_{CO_2} = 0,4571 y_1^2 / y_2 + 0,2677 y_1^6 y_2^5, \qquad (33.7)$$

где

$$y_1 = [x_{CO_2} / 100 - 0,008]^{0,5}, \quad y_2 = x_{CH_4} / 100.$$

По номограмме [13] можно оценить количество выделившегося в пласте насыщенного конденсата на различных этапах разработки залежи. При известном коэффициенте усадки насыщенного конденсата при $T = T_{пл}$ на различных этапах снижения пластового давления и плотности фракции C_{5+}, выпавшей в пласте на соответствующем этапе разработки, можно построить кривую дифференциальной конденсации для стабильного конденсата. При этом коэффициент усадки насыщенного конденсата

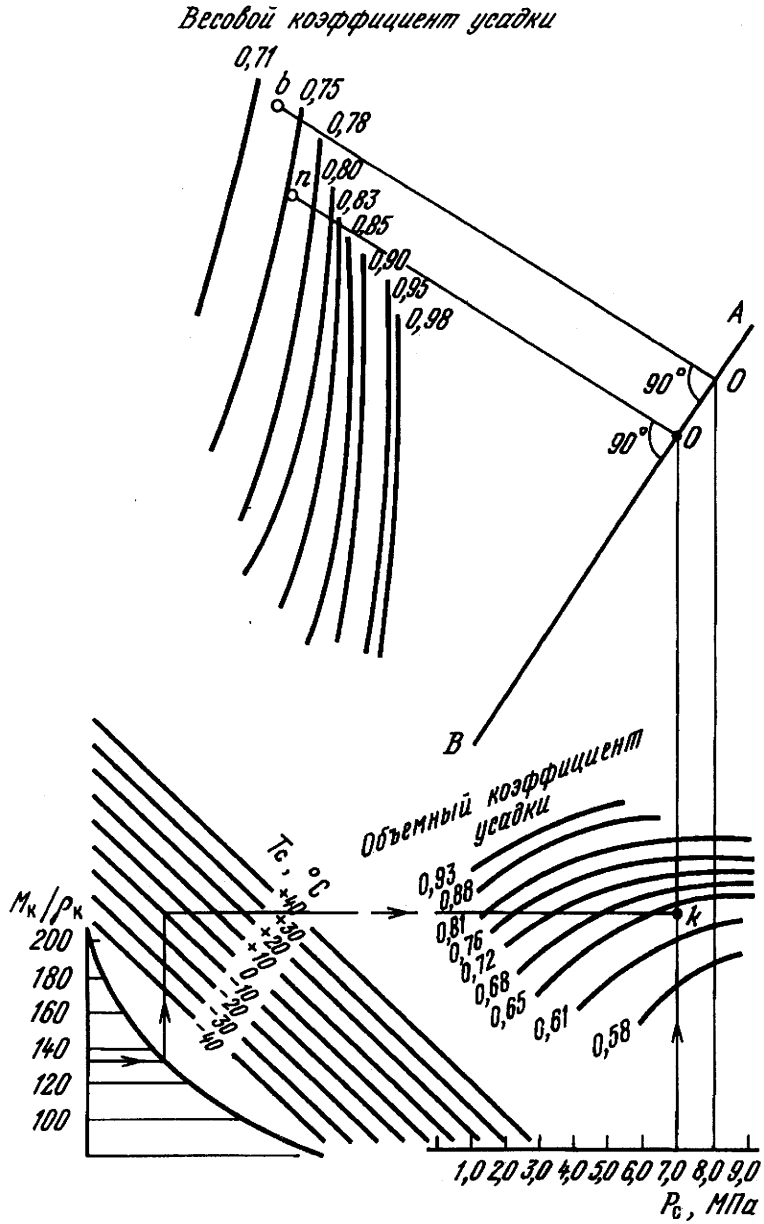


Рис. 190. Номограмма для определения весового коэффициента усадки сырого конденсата в зависимости от $M_к/\rho_к$, T_c, P_c и объемного коэффициента усадки

Пояснение см. в тексте

определяется по номограмме, показанной на рис. 187 при известных $M_к/\rho_к$, $T_{пл}$ и $P_{пл}$, т.е. при известных молекулярной массе и плотности конденсата, пластовой температуре и текущем пластовом давлении, отнесенным к начальному давлению в пласте. Ключ к нахождению коэффициента усадки показан на рис. 187.

Определение выхода конденсата при его содержании в газе более 60 см^3/м^3. Одним из основных показателей разработки газоконденсатных месторождений является добыча конденсата. Прогноз добычи конденсата производится на основании данных по изменению потенциального содержания конденсата в газе в процессе разработки.

Величина текущего потенциального содержания зависит от начального содержания конденсата в пластовом газе, от насыщенности системы и от $P_{пл}$ и $T_{пл}$.

На рис. 188 показана номограмма, которая позволяет по результатам замера газоконденсатного фактора на единичном режиме сепарации определить выход конденсата при различных давлениях и температурах смеси, содержащей более 60 см^3/м^3 конденсата в пластовом газе.

Пример. Для определения выхода конденсата при давлении сепарации $P_с$ = 6 МПа и температуре T = –10°С по номограмме при известном выходе конденсата при P = 4 МПа и T = +10°С необходимо от верхней шкалы давления с P = 4,0 МПа провести вертикальную линию до пересечения с кривой *1*. От точки пересечения этой линии проводим горизонтальную линию до пересечения со шкалой поправки и находим поправку на отклонение величины выхода конденсата от его выхода при P = 6,0 МПа. Величина поправки равна $10 \cdot 10^{-6}$ м^3/м^3 при P = 6,0 МПа и T = 10°С. Суммарный выход конденсата в рассматриваемом случае равен $q_к(P = 6{,}0, T = 10°С) = q_к(P = 4, T = 10°С) + \Delta q = 100 + 10 = 110 \cdot 10^{-6}$ м^3/м^3. Для определения выхода конденсата при P = 6,0 МПа, T = –10°С от левой нижней шкалы, где указаны выходы стабильного конденсата от отметки, равной 110 см^3/м^3, проводим горизонтальную линию до пересечения с вертикальной, которая проходит от точки, соответствующей температуре +10°С. Пересечение этих двух линий дает точку *A*. От точки *A* параллельно линии изобар проводим пунктирную линию до пересечения с вертикальной линией, идущей от точки с температурой –10°С. Точка пересечений этих линий дает выход конденсата при P = 6,0 МПа и T = –10°С. В данном примере выход конденсата составляет 128 см^3/м^3.

Определение выхода конденсата при его содержании в газе менее 60 см^3/м^3. Для "тощих" пластовых систем выход конденсата в зависимости от P и T определяется по номограмме, показанной на рис. 189.

Пример. Определить выход конденсата при P = 8,0 МПа и T = –20°С при известных исходных данных: P = 3,0 МПа, T = 0°С и $q_к$ = 30 см^3/м^3. Из верхнего графика при P = 3,0 МПа и T = 0° С определяем величину поправки, для чего проводим то точки P = 3,0 МПа вертикальную линию до пересечения с кривой *1*. От точки пересечения ведем горизонтальную линию до пересечения справа со шкалой поправок и находим поправку 5 см^3/м^3. Далее определяем выход конденсата при P = 8 МПа и T = 0°С путем проведения горизонтальной линии от точки с выходом конденсата, равным $q_к(P = 8$ МПа, $T = 0°С) =$ $= q_к(P = 3$ МПа, $T = 0°С) +$ поправка, т.е. $q_к = 30 + 5 = 35$ см^3/м^3, до пересечения с вертикальной линией, идущей от точки с температурой T = 0°С. Точка пересечения этих линий служит началом кривой, которую проводим параллельно изобарам до пересечения с вертикальной линией, идущей от точки с температурой T = –20°С. Точка пересечения этих линий будет соответствовать выходу конденсата (при P = 8 МПа, T = –20°С), равному 39 см^3/м^3.

Определение коэффициента усадки конденсата. Для широкого диапазона изменения плотности $\rho_к C_{5+}$ (0,68–0,82 кг/м^3) и молекулярной массы конденсата $M_к$ = = 80÷140 кг·моль при различных P и T коэффициент усадки насыщенного конденсата определяется с использованием номограммы, показанной на рис. 190.

Пример. Определить объемный и массовый коэффициенты усадки сырого конденсата при P = 7,0 МПа, T = –10°С, $M_к$ = 100 кг·моль, $\rho_к$ = 0,740 кг/м^3. Вычисляется $M_к/\rho_к$ = 100/0,740 = 135. На левой нижней кривой находим точку, соответствующую значению $M_к/\rho_к$ = 135. От точки на кривой проводим вертикальную линию до пересечения с изотермой, равной –10°С. От этой точки ведем горизонтальную линию до пересечения с вертикальной линией, проведенной от точки с давлением P = 7,0 МПа. Точка пересечения этих линий будет соответствовать значению коэффициента объемной усадки конденсата. Для определения весового коэффициента усадки от точки *k* проводим вертикальную линию до пересечения с линией *AB*. Далее от точки пересечения вертикальной линии с линией *AB* проводят перпендикулярную линию к линии *AB*. На этих линиях находят расстояние, равное отрезку *k0*. На приведенном примере отрезок *k0* равен *0n*. Величина коэффициента весовой усадки соответствует значению в точке *n*.

7.10. ПРИБЛИЖЕННЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ МОЛЕКУЛЯРНОЙ МАССЫ КОНДЕНСАТА

При различных расчетах, связанных изучением газоконденсатных систем, определением основных показателей разработки газоконденсатных месторождений и обустройством промыслов используют физико-химические параметры конденсата. Наиболее часто необходимо знать молекулярную массу конденсата, его плотность и газовый

эквивалент конденсата. Одним из легкоопределяемых параметров конденсата по небольшому его количеству является показатель преломления n. При известном n можно определить плотность и молекулярную массу конденсата и газовый эквивалент.

Плотность конденсата приближенно может быть определена по формуле

$$\rho_к = 1{,}99337n - 2{,}09066. \tag{34.7}$$

Молекулярная масса конденсата определяется формулой

$$M_к = 4407 + 8618n^3 - 21461n^2 + 10067n \tag{35.7}$$

или по формуле

$$M_к = -19{,}25 + 109{,}25n^2\rho_к^2. \tag{36.7}$$

Молекулярная масса конденсата зависит от группового углеводородного состава и его плотности. Молекулярная масса десятиградусных фракций конденсата, выкипающих при $T = 200$°С, приближенно можно определить по формуле

$$M_к = 164{,}7 + 181\rho_к^4 n^4 - 257{,}9\rho_к^2 n^2. \tag{37.7}$$

Для фракций, выкипающих выше $T = 200$°С молекулярная масса конденсата определяется формулой

$$M_к = -0{,}2249 \cdot 10^6 + 0{,}396 \cdot 10^5 \rho_к^4 n^4 - 0{,}327 \cdot 10^6 \rho_к^2 n^2 + 0{,}512 \cdot 10^6 \rho_к \cdot n \tag{38.7}$$

Перевод количества конденсата в объемных единицах в газообразное состояние осуществляется через газовый эквивалент по формуле

$$Г_э = 23675{,}6\rho_к / M_к \text{ м}^3/\text{м}^3. \tag{39.7}$$

7.11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПА ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Достаточно часто для выбора рациональной разработки залежей углеводородов и системы подготовки и переработки добываемой продукции требуется заблаговременное определение типа залежи. В залежах с большим содержанием (> 1000 см^3/м^3) конденсата тип залежи должен быть определен экспериментально, путем исследования рекомбинированных проб в установках *PVT* при нескольких температурах; вычисляем величину давления перехода системы в однофазное состояние. Если с ростом температуры давление уменьшается, то залежь газоконденсатная, а если с увеличением температуры давление растет, то залежь нефтяная. Ниже приведена методика определения типа залежи, подготовленная совместно с С.Л. Критской.

Для оценки наличия примеси нефти в газоконденсатных системах на глубинах до 3000 м следует использовать метод инфракрасной спектроскопии. Сущность метода заключается в следующем: в составе нефтей присутствуют сложные ароматические конденсированные трициклические структуры, а в конденсатах они отсутствуют. Эти структуры фиксируются на инфракрасных спектрах полосой поглощения при длине волн 8,20 1/м. В конденсатах, в указанной области поглощения вместо одной широкой полосы поглощения появляются две узкие. Метод дает возможность также следить за передвижением нефтяных оторочек в процессе разработки конденсато-газонефтяных месторождений.

Существующие углеводородные месторождения делятся на следующие типы: газовые, газоконденсатные без нефтяной оторочки, с нефтяной оторочкой, нефтяные с газоконденсатной шапкой или нефтегазоконденсатные, нефтяные с газовой шапкой, легкой нефти, средней нефти.

Диагностирование типов углеводородных месторождений в период разведки и начальной стадии разработки возможно по сочетанию отдельных признаков, характеризующих состав и состояние пластовой смеси. Кроме экспериментальных исследований, предложено несколько диагностирующих типы месторождений методов, которые позволяют более обоснованно определить объемы разведочных работ, выбрать способ эксплуатации залежи и т.д. В результате изучения множества отдельных факторов состава и свойств пластовой системы выделены следующие наиболее информативные для определения типа залежи показатели:

Таблица 100

Распределение месторождений по фактору φ и содержанию конденсата *K*

Тип месторождения	Интервалы значений	
	φ	$K \cdot 10^{-3}$, кг/м^3
Нефтяные	< 2,8	> 6800
Легкой нефти	2,8–7,0	6600–1790
Нефтегазоконденсатные	7,0–22	1100–390
Газоконденсатные		
с нефтяной оторочкой	19–100	480–60
без нефтяной оторочки	69–295	80–17
Газовые	> 295	< 17

$$C_{5+};\ C_2H_6/C_3H_8;\ CH_4/C_{5+};\ [C_2H_6+C_3H_8+C_4H_{10}]/C_{5+}. \qquad (40.7)$$

Анализ работ по данному вопросу показывает, что следующая сумма двух из приведенных соотношений (40.7) может являться основанием для диагностирования типа нового месторождения:

$$\varphi = \frac{CH_4+C_2H_6+C_3H_8+C_4H_{10}}{C_{5+}} + \frac{C_2H_6}{C_3H_8}. \qquad (41.7)$$

По фактору φ лучше всего определяются месторождения с нефтяной оторочкой и без нее. В табл. 100 приведены результаты определения типа месторождения по фактору φ и содержанию конденсата *K* в газе.

Более качественная классификация углеводородных месторождений достигается с помощью статических методов, наиболее эффективным среди которых является метод главных компонентов. При этом учитываются залежи, имеющие аномально высокие пластовые давления.

В качестве главных компонентов принимаются $Z_{1.1}$ и $Z_{2.1}$. Главные компоненты $Z_{1.1}$ и $Z_{2.1}$ включают четыре фактора состава газа и пластового давления. Эти факторы обозначаются следующими выражениями:

$$x_1 = \frac{10P_{пл}}{C_{5+}};\quad x_2 = \frac{\Sigma CH_4+C_4H_{10}}{C_{5+}};\quad x_3 = \frac{P_{пл}C_2H_6}{10C_3H_8};\quad x_4 = \frac{CH_4+C_2H_6}{C_4H_{10}+C_{5+}}, \qquad (42.7)$$

где CH_4, C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{10} и C_{5+} – молярные концентрации этих компонентов в составе пластового газа.

Значения $Z_{1.1}$ и $Z_{2.1}$ определяются по формулам

$$Z_{1.1} = 0,462x_1^{н} + 0,571x_2^{н} + 0,382x_3^{н} + 0,561x_4^{н}, \qquad (43.7)$$

$$Z_{2.1} = -0,076x_1^{н} + 0,447x_2^{н} - 0,869x_3^{н} + 0,200x_4^{н}, \qquad (44.7)$$

где $x_1^{н}, x_2^{н}, x_3^{н}$ и $x_4^{н}$ – нормированные значения состава пластового давления.

Нормированное значение *i*-го фактора, определяемого по формулам (43.7) и (44.7), вычисляется по формуле

$$x_i^{н} = [2x_i + (x_{мак} + x_{мин})]/(x_{мак} - x_{мин}), \qquad (45.7)$$

Таблица 101

Максимальное и минимальное значения параметров состава x_i и пластового давления

Фактор	x_1	x_2	x_3	x_4
$x_{мин}$	1,71	0,17	0,86	0,09
$x_{мак}$	1410,00	285,90	31,76	151,95

Таблица 102

Значения факторов для определения величин $Z_{1.2}$ и $Z_{2.1}$

Фактор	x_1	x_2	x_3
$x_{мин}$	1,71	0,87	0,09
$x_{мак}$	1417,30	292,45	245,70

где $x_i^{н}$, x_i, $x_{мак}$ и $x_{мин}$ – нормированное, ненормированное, максимальное и минимальное значения фактора x.

Максимальное и минимальное значения информативных факторов для расчета главных компонентов $Z_{1.1}$ и $Z_{2.1}$, которые несут основную долю дисперсии, приведены в табл. 101.

Рассчитанные для различных месторождений значения главных компонентов $Z_{1.1}$ и $Z_{2.1}$ разделены на области их изменения, которым соответствуют различные типы месторождений. В частности:

при $Z_{1.1} = -1{,}7 \div 1{,}1$ имеются две области

а) $Z_{2.1} \leqslant 0{,}65 - 1{,}86(Z_{2.1} + 2)$, (46.7)

которая соответствует залежи с газоконденсатными шапками или нефтегазоконденсатной залежи, и

б) $Z_{2.1} > 0{,}65 - 1{,}86(Z_{2.1} + 2)$, (47.7)

которая соответствует залежи с нефтяными оторочками или газоконденсатной залежи.

При $Z_{1.1} = -1{,}1 \div -1{,}2$ имеются также две области:

а) $Z_{2.1} \geqslant -0{,}55 + 0{,}505(Z_{2.1} + 2)$, (48.7)

которая соответствует газоконденсатной залежи без АВПД и

б) $Z_{2.1} < -0{,}55 + 0{,}505(Z_{2.1} + 2)$, (49.7)

которая соответствует газоконденсатной залежи с АВПД.

При $Z_{2.1} > -0{,}2$ область соответствует газоконденсатной залежи, имеющей до 80% АВПД.

По главным компонентам $Z_{1.1}$ и $Z_{2.1}$ газонефтяные месторождения находятся в области легкой нефти и переходной области с нефтяными, имеющими газоконденсатные шапки.

Рассматриваемая классификация достаточно точно разделяет углеводородные залежи по компонентам $Z_{1.1}$ и $Z_{2.1}$, кроме областей легкой нефти и нефтяных с газовыми и газоконденсатными шапками. С учетом этих обстоятельств методом главных компонентов осуществлялась классификация по трем найденным факторам

$$x_1 = \frac{10P_{пл}}{C_{5+}}, \quad x_2 = \varphi, \quad x_3 = \frac{CH_4 + C_2H_6}{C_4H_{10} + C_{5+}}, \tag{50.7}$$

тогда значения главных компонентов определяются формулами

$$Z_{1.2} = 0{,}55616x_1^{н} + 0{,}70653x_2^{н} + 0{,}43761x_3^{н}, \tag{51.7}$$

$$Z_{2.1} = -0{,}68223x_1^{н} + 0{,}08744x_2^{н} + 0{,}72589x_3^{н}. \tag{52.7}$$

Максимальное и минимальное значение параметров свойств и пластового давления в этом случае приведены в табл. 102.

Значения x_1, x_2 и x_3 определены по формуле (50.7). Для расчета $Z_{1.2}$ и $Z_{2.1}$ по формулам (51.7) и (52.7) значения $x_{мин}$ и $x_{мак}$, используемые при вычислении $\overset{н}{x}_1$, $\overset{н}{x}_2$ и $\overset{н}{x}_3$, берутся из табл. 102.

Рассчитанные таким образом $Z_{1.2}$ и $Z_{2.1}$ позволяют определить тип залежи в зависимости от их значения. В частности:

– при $Z_{1.2} > -1{,}08$ месторождение соответствует газоконденсатной залежи без нефтяной оторочки;

– при $Z_{1.2} < -1{,}08$ и $Z_{1.2} > -1{,}60$ месторождение соответствует газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой;

– при $Z_{1.2} < -1{,}57$ и $Z_{1.2} > -1{,}67$ месторождение относится к нефтегазоконденсатной залежи.

Месторождение так называемой "средней" нефти располагается в области $Z_{1.2} = -1{,}699 \div -1{,}690$, а месторождение легкой нефти – в области $Z_{1.2} = -1{,}68 \div -1{,}67$. Разделение залежей легкой нефти и нефтяных залежей с газовой шапкой производится по величине критериев C_2H_6/C_3H_8 и $CH_4/10C_4H_{10}$. В частности, если $CH_4/10C_4H_{10} < 2{,}0$ и $C_2H_6/C_3H_8 < 1{,}6$, то месторождение нефтяное. Если $CH_4/10C_4H_{10} > 2{,}0$ и $C_2H_6/C_3H_8 > 1{,}6$ то месторождение нефтяное с газовой шапкой.

Разделение месторождений легкой нефти и нефтегазоконденсатных можно осуществить следующими критериями по величине фактора и главного компонента.

Если $Z_{1.2} > -1{,}674$ и $\varphi > 4{,}2$, то месторождение относится к нефтегазоконденсатному, а если $Z_{1.2} < -1{,}674$ и $\varphi < 4{,}2$ – к залежи легкой нефти.

Пример.

Случай. Задан состав пластовой смеси и пластовое давление: CH_4 – 39,5%; C_2H_6 – 9,81%; C_3H_8 – 6,79%; C_4H_{10} – 4,66%; C_{5+} – 32,5%; CO_2 – 2,3%; N_2 – 4,6%; $P_{пл} = 28{,}8$ МПа.

По формуле (41.7) вычисляют фактор φ. Для заданного состава $\varphi = 2{,}91$. По фактору φ залежь определяется как залежь легкой нефти. Для уточнения по формуле (51.7) расссчитывают $Z_{1.2}$, который равен $Z_{1.2} = -1{,}680$. Далее по $Z_{1.2}$ по приведенным выше критериям устанавливают, что месторождение относится к залежи легкой нефти. Затем тип месторождения уточняется по факторам $CH_4/10C_4H_{10}$ и C_2H_6/C_3H_8. Эти факторы для рассматриваемого примера равны $CH_4/10C_4H_{10} = 0{,}85$ и $C_2H_6/C_3H_8 = 1{,}44$. По этим факторам залежь также относится к типу легкой нефти.

Случай. Задан состав пластовой смеси и пластовое давление: CH_4 – 93,53%; C_2H_6 – 3,54%; C_3H_8 – 0,9%; C_4H_{10} – 0,4%; C_{5+} – 0,9; N_2 – 0,73%; CO_2 – 0%; $P_{пл} = 48{,}65$ МПа.

Аналогично предыдущему примеру вычисляют $\varphi = 113{,}23$, значение которого соответствует газоконденсатной залежи. Далее уточняют тип залежи вычислением $Z_{1.1}$ и $Z_{2.1}$ по формулам (43.7) и (44.7). При этом получены $Z_{1.1} = -0{,}1855$ и $Z_{2.1} = -0{,}2489$. Согласно приведенным выше диапазонам изменения главных компонентов, месторождение относится к газоконденсатным без нефтяной оторочки, имеющим АВПД.

7.12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НАЧАЛА КОНДЕНСАЦИИ $P_{н.к}$

Давление начала конденсации может быть определено различными способами, в частности, экспериментально, приближенными эмпирическими формулами, графическим путем по известному групповому составу углеводородов и промысловыми исследованиями скважин. Наиболее точным методом является экспериментальный способ. Однако этот способ трудоемкий. Поэтому для приближенных газогидротермодинамических расчетов для определения $P_{н.к}$ может быть использован графический или промысловый способы.

7.12.1. Графический способ определения $P_{н.к}$

Для определения $P_{н.к}$ этим способом используется номограмма, показанная на рис. 191. Исходным условием для определения $P_{н.к}$ является групповой углеводородный состав C_{5+} и пластовое давление. Ключ к определению $P_{н.к}$ показан на номограмме. Для определения $P_{н.к}$ необходимо знать процентное содержание ароматических и нафтеновых углеводородов в составе конденсата, а также пластовое давление.

Пример. Определить $P_{н.к}$ при $P_{пл}$ = 40 МПа и содержании ароматических углеводородов 20% и нафтеновых 30%. Для определения $P_{н.к}$ от шкалы с содержанием ароматических углеводородов 20% проводят горизонтальную линию до пересечения с линией N_0N_0', от точки пересечения A проводят вертикальную линию до пересечения с изолинией нафтеновых углеводородов, равной 30%, т.е. до точки B. От точки B проводят горизонтальную линию до пересечения с вертикальной, проведенной от шкалы $P_{пл}$ от точки $P_{пл}$ = = 40 МПа. Точка пересечений этих линий соответствует $P_{н.к}$, которое равно $P_{н.к}$ = 30 МПа.

7.12.2. Влияние пористой среды на величину $P_{н.к}$

Одним из достоверных способов определения величины $P_{н.к}$ является экспериментальный способ. Как правило, эксперименты по определению величины $P_{н.к}$ проводятся в бомбах *PVT* без пористой среды. Специальные исследования, по изучению влияния пористой среды на величину $P_{н.к}$ показывают, что при одинаковых составах газоконденсатной смеси и термобарических условиях $P_{н.к}$, определенные без пористой среды и с ней, заметно различаются. Причем, $P_{н.к}$, полученная в пористой среде, выше $P_{н.к}$ без пористой среды и зависит от свойства пористой среды. Для пористой среды, состоящей из 30% глины и 70% песчаника, при составе газоконденсатной смеси в

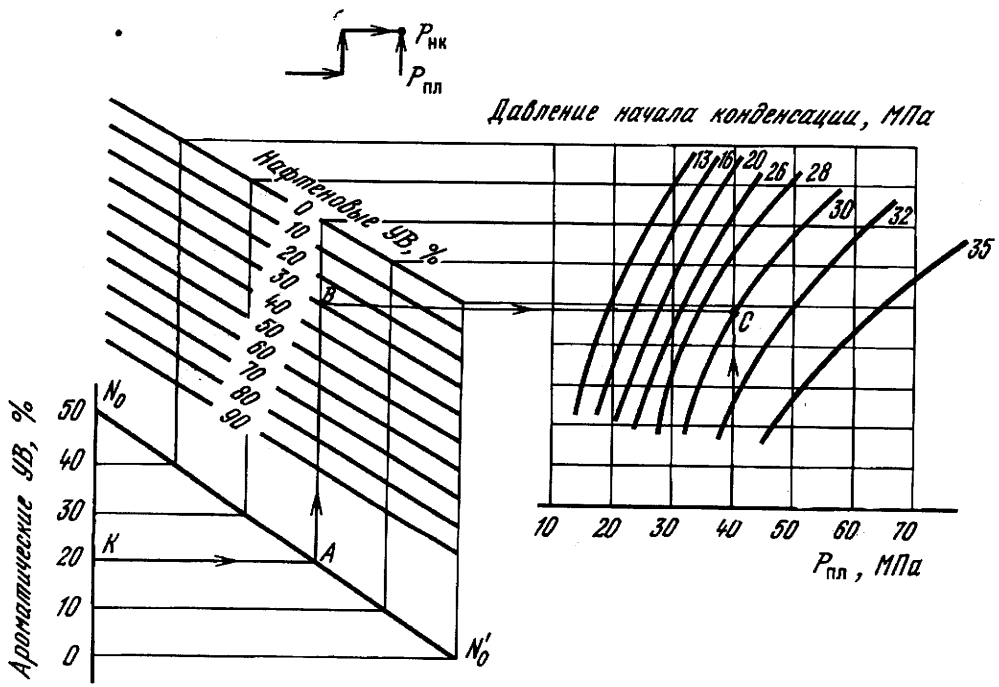


Рис. 191. Номограмма для определения давления начала конденсации пластового газа в зависимости от содержания ароматических и нафтеновых углеводородов и пластового давления
Пояснение см. в тексте

мольных долях CH_4 – 0,936; C_2H_6 – 0,0396; C_3H_8 – 0,0087; C_4H_{10} – 0,005; C_{5+} – 0,0036; CO_2 – 0,007; газовый фактор Г = 1500 м^3/м^3; T = 293 К, давление начала конденсации $P_{н.к}$ в бомбе без пористой среды оказалось 22,4 МПа, а в модели с пористой средой 24,0 МПа, т.е. выше, чем в бомбе *PVT*.

7.13. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВ ДЕГАЗАЦИИ, ДЕБУТАНИЗАЦИИ И СЕПАРАЦИИ

Состав газа и его плотность определяются согласно "Методическому пособию по отбору и анализу проб природных газов". Определение содержание H_2S и CO_2 в пробе отсепарированного газа проводится на месте выхода газа в пробе дегазации и дебутанизации в лаборатории.

Выход газа дегазации $\upsilon_{гд}$ из расчета на 1 м^3 сырого конденсата определяется формулой

$$\upsilon_{гд} = q/\upsilon, \text{ м}^3/\text{м}^3 \tag{53.7}$$

а газа дебутанизации по формуле

$$\upsilon_{г.деб} = \delta / \upsilon. \tag{54.7}$$

Удельное содержание C_{5+} в газе сепарации рассчитывается по формуле

$$x_{C_{5+}} = 10lM / 24{,}04, \tag{55.7}$$

где l – содержание C_{5+} в отсепарированном газе, % мольные; M – молекулярная масса C_{5+} в составе отсепарированного газа.

7.14. ХАРАКТЕРИСТИКА СЫРОГО КОНДЕНСАТА

Состав сырого конденсата определяется по методике, изложенной в разделе 7.8.2. Объемный коэффициент усадки сырого конденсата $K_{ус}$ определяется как отношение выхода дегазированного при стандартных условиях конденсата к сырому из расчета на 1 м^3 отсепарированного газа, т.е.

$$K_{ус} = \upsilon_{дк} / \upsilon_{ск}, \tag{56.7}$$

где $\upsilon_{дк}$ и $\upsilon_{ск}$ – соответственно объемы дегазированного и сырого конденсатов.

Выход дегазированного конденсата из расчета на 1 м^3 отсепарированного газа определяется по формуле

$$\upsilon_{дк} = \upsilon_{ск} b / \upsilon, \tag{57.7}$$

где b – содержание C_{5+} в дегазированном (дебутанизированном) конденсате в объеме контейнера, 10^{-6} м^3; υ – объем контейнера, в который отобран сырой конденсат, 10^{-6} м^3.

Плотность сырого конденсата можно рассчитать по его известному составу. Плотность выпадающего в пласте конденсата может быть определена по номограмме, показанной на рис. 192, по известным $\rho_к$ в начале разработки, $T_{пл}$ и $P_{пл}(t)/P_{пл.н}$.

1. Плотность фракций дебутинизированного конденсата может быть определена по формуле

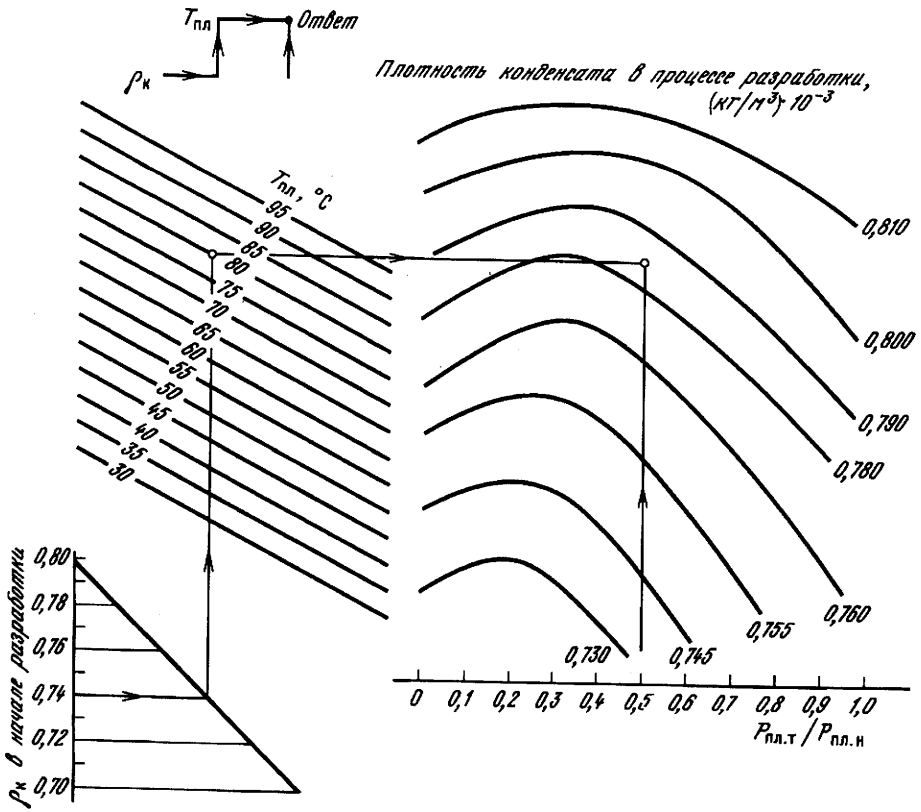


Рис. 192. Номограмма для определения текущей плотности выпадающего в пласт конденсата $\rho_к$ в зависимости от температуры пласта $T_{пл}$ и отношения $P_{пл}/P_{пл.н}$

$$\rho_К = g_а\rho_а + g_н\rho_н + g_п\rho_п, \qquad (58.7)$$

где $g_а$, $g_н$, $g_п$ – массовые доли ароматических, нафтеновых и парафиновых углеводородов во фракции; $\rho_а$, $\rho_н$, $\rho_п$ – плотности этих групп углеводородов, значения которых для различных диапазонов температур кипения приведены в табл. 103.

Плотность фракций при температуре T = 288,65 К может быть вычислена по формуле

$$\rho_i = M_i[8,597 + 5,647\cdot10^{-3}T^* - 8,303\cdot10^{-5}T^{*2} + 1,513\cdot10^{-7}T^{*3} - 8,742\cdot10^{-11}T^{*4}], \qquad (59.7)$$

где i – индекс группового состава фракций конденсата а, н, п – ароматический, нафтеновый или парафиновый. M_i – молекулярная масса одной из групп. Величина T^* определяется по формуле

$$T^* = 1,8T_{кип} - 459,67. \qquad (60.7)$$

2. Молекулярная масса дебутанизированного конденсата $M_к$ определяется по формуле

$$M_К = x_а M_а + x_н M_н + x_п M_п, \qquad (61.7)$$

где $x_а$, $x_н$, $x_п$ – молярные доли ароматических, нафтеновых и парафиновых углеводородов в фракции; $M_а$, $M_н$, $M_п$ – молекулярные массы этих углеводородов. При

Таблица 103

Плотность различных групп углеводородов в зависимости от температуры их кипения

Углеводороды	Плотность (в кг/м^3) при температуре кипения, К				
	Начало кипения – 333	333–368	368–399	399–423	423–473
Парафиновые	623,8	663,5	696,2	716,7	737,4
Нафтеновые	745,4	765,0	768,4	780,6	799,4
Ароматические	–	879,0	867,0	868,5	872,7

известных плотности и характеристических факторах значения $M_а$, $M_н$, $M_п$ могут быть определены по номограмме [13] или табл. 104. Для приближенных расчетов молекулярной массы фракций дебутанизированного конденсата можно использовать формулы:

– для парафиновых углеводородов и нефтяных фракций парафинового основания:

$$M_п = 52,63 - 0,246(T_{кип} - T_н) + 1 \cdot 10^{-3}(T_{кип} - T_н)^2; \quad (62.7)$$

– для ароматических углеводородов и нефтяных фракций ароматического основания:

$$M_а = -8,8 + 0,06(T_{кип} - T_н) + 0,55 \cdot 10^{-3}(T_{кип} - T_н)^2; \quad (63.7)$$

– для нафтеновых фракций:

$$M_н = 40,28h - 411,6 + (2,0977 - 0,2038h)(T_{кип} - T_н) +$$

$$+(0,003h - 0,00245)(T_{кип} - T_н)^2, \quad (64.7)$$

где $T_н$ – нормальная температура, равная $T_н$ = 273,15 К; h – характеристический коэффициент, связанный с парафинистостью фракций; h определяется формулой

$$h = \sqrt[3]{T_{кип}} / [0,8162(0,0083 + \rho)], \quad (65.7)$$

где ρ – плотность при стандартных условиях, 10^{-3} кг/м^3.

Во всех формулах $T_{кип}$ – необходимо определять экспериментально. Если нет возможности экспериментального определения $T_{кип}$, то можно использовать приближенную формулу

$$T_{кип} = (193,3 - 0,05n)(n-1)^{0,91} - 121n + 232,7, \quad (66.7)$$

где n – число атомов углерода.

В целом молекулярная масса дебутанизированного конденсата может быть определена по формуле

$$M = 54,389 + 0,17566T^* + 1,2102 \cdot 10^{-4}T^{*2} + 0,22885 \cdot 10^{-6}T^{*3}, \quad (67.7)$$

где значения T^* определяется по формуле (60.7).

3. Давление и температура в критической точке для ароматических, нафтеновых и парафиновых групп углеводородов в фракции могут быть вычислены по формулам

$$P_к = x_а P_{к.а} + x_н P_{к.н} + x_п P_{к.п}, \quad (68.7)$$

$$T_к = x_а T_{к.а} + x_н T_{к.н} + x_п T_{к.п}, \quad (69.7)$$

Таблица 104

Свойства фракционного состава конденсата

Пределы выкипания $T_{кип}$, К	Средняя температура кипения, К	Плотность, кг/м^3	Молекулярная масса M	Пределы выкипания $T_{кип}$, К	Средняя температура кипения, К	Плотность, кг/м^3	Молекулярная масса M
Начало кипения–333	325	634	72	590–604	597	857	263
333–372	350	712	91	604–617	610	862	275
372–399	385	745	107	617–630	623	867	291
399–424	411	764	121	630–642	636	872	305
424–448	436	778	134	642–654	648	877	318
448–469	458	789	147	654–665	659	881	331
469–490	479	800	161	665–675	670	885	345
490–509	499	811	175	675–686	680	889	359
509–527	518	822	190	686–696	691	893	374
527–544	535	832	206	696–705	700	896	388
544–560	552	839	222	705–714	709	899	402
560–576	568	847	237	714–723	718	902	416
576–590	583	852	251	723–732	727	906	430

где $P_{к.а}$, $P_{к.н}$, $P_{к.п}$ и $T_{к.а}$, $T_{к.н}$, $T_{к.п}$ – критические давления и температура ароматических, нафтеновых и парафиновых углеводородов и определяются по формулам:

для ароматических углеводородов:

$$P_{к.а} = 0,00689(1184,514 - 3,44681T^* + 0,45312 \cdot 10^{-2} T^{*2} - 0,23416 \cdot 10^{-5} T^{*3}), \quad (70.7)$$

$$T_{к.а} = (749,2 + 1,7017T^* - 0,15843 \cdot 10^{-2} T^{*2} + 0,82358 \cdot 10^{-6} T^{*3}) / 1,8; \quad (71.7)$$

для парафиновых углеводородов:

$$P_{к.п} = 0,00689(573,011 - 1,13707T^* + 0,131625 \cdot 10^{-2} T^{*2} - 0,85103 \cdot 10^{-6} T^{*3}), \quad (72.7)$$

$$T_{к.п} = (734,9 + 1,2061T^* - 0,32984 \cdot 10^{-3} T^{*2}) / 1,8; \quad (73.7)$$

для нафтеновых углеводородов

$$P_{к.н} = 0,00689(726,414 - 1,3275T^* + 0,9846 \cdot 10^{-3} T^{*2} - 0,45169 \cdot 10^{-6} T^{*3}), \quad (74.7)$$

$$T_{к.н} = (616,56 + 2,6077T^* - 0,3801 \cdot 10^{-2} T^{*2} + 0,2544 \cdot 10^{-5} T^{*3}) / 1,8. \quad (75.7)$$

Глава 8

УСТАНОВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Одной из основных задач исследования скважин при стационарных режимах фильтрации является изучение зависимостей между забойным (устьевым) давлением, депрессией на пласт, дебитом, конструкцией скважины, физико-химическими свойствами пористых сред и насыщающих их жидкостей и газов и другими параметрами с целью обоснования и выбора технологического режима их эксплуатации.

Надежность выбранного технологического режима эксплуатации зависит от достоверности информаций, получаемых в основном газогидродинамическими, газоконденсатными и промыслово-геофизическими исследованиями скважин.

Газогидродинамическое обоснование режима эксплуатации газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин является важнейшей задачей проектирования разработки месторождений и непосредственно влияет на экономические показатели добычи газа. От правильности выбранного технологического режима эксплуатации скважин зависит объем капитальных вложений на разбуривание месторождения и эксплуатационных затрат, а также надежность добычи газа на месторождении. В отличие от ряда отраслей народного хозяйства, где режим ограничен жесткими условиями, технологический режим эксплуатации газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин часто выбирается на базе недостаточно точной и отчасти изменчивой информации. Поэтому технологический режим эксплуатации скважин не всегда достаточно обоснован и однозначен. Степень условности выбранного режима зависит от фактора субъективизма, качества и количества исходной информации, от числа факторов, в одинаковой степени влияющих на технологический режим.

При установлении технологического режима эксплуатации скважин используются данные, накопленные в процессе поиска, разведки и эксплуатации месторождения путем изучения его геологического строения, проведения газогидродинамических, газоконденсатных, геофизических и лабораторных исследований свойств пористой среды и содержащихся в ней газов, конденсата, нефти и воды. Количество и качество этих исследований не всегда соответствуют нормам и положениям, соблюдение которых по правилам разработки является обязательным. Эти отклонения в большинстве случаев закономерны и связаны со спецификой газодобывающей индустрии. В частности, как правило, газовые залежи неоднородны по площади и разрезу, их емкостные и фильтрационные параметры, запасы газа, конденсата определяются неточно, особенно в начальный период разработки отсутствует достаточное количество скважин для получения информации.

На технологический режим влияет множество факторов, и поэтому при недостаточном изучении каждого из них установленный режим оказывается неправильным. Для установления обоснованного технологического режима необходимо учесть:

– географические и метеорологические условия района расположения месторождения, наличие слоя многолетней мерзлоты; форму, тип, размеры и режим залежи; емкостные и фильтрационные параметры пластов, глубину и последовательность их залегания, наличие гидродинамической связи между пропластками; запасы газа, конденсата и нефти (при наличии нефтяной оторочки), наличие и активность подошвенной и краевых вод;

– условия вскрытия пласта в процессе бурения, свойство промывочной жидкости,

степень загрязнения призабойной зоны промывочной жидкостью; устойчивость пласта к разрушению; влияние изменения давления на параметры пласта, водонефтегазонасыщенность пластов; совершенство скважин по степени и характеру вскрытия;

– составы газа, конденсата, нефти и воды, наличие и концентрацию в составе газа коррозионно-активных компонентов, H_2S, CO_2, ртути и др.; присутствие органических кислот в пластовой воде; физико-химические свойства газа, конденсата, нефти и воды и их изменение по площади и разрезу; влагосодержание газа;

– конструкцию скважин, оборудование забоя и устья скважины; схему сбора, очистки и осушки газа на промысле, условия транспортировки газа; техническую и технологическую характеристики применяемого скважинного и промыслового оборудования;

– условия потребления газа и жидкости по темпу отбора, неравномерность потребления, теплотворную способность газа и т.д.

Учет всех факторов практически невозможен хотя бы потому, что нередко один из факторов противоречит другому. Кроме того, часть этих факторов не поддаются учету. Для установления технологического режима эксплуатации скважин с учетом всех факторов должны быть обоснованы и рекомендованы соответствующие принципы и математические критерии. Часть факторов, влияющих на режим эксплуатации скважин, заблаговременно можно исключить. К основным факторам, влияющим на режим эксплуатации, относятся:

– деформация и устойчивость к разрушению продуктивного разреза;

– наличие активной подошвенной или краевой воды (нефти), способных сравнительно быстро обводнить скважину;

– условия, степень и характер вскрытия с учетом анизотропии пласта;

– возможность образования жидких или песчаных пробок в процессе эксплуатации;

– наличие коррозионно-активных компонентов в составе газа и пластовой воды, концентрация этих компонентов, давление, температура и скорость потока по стволу;

– многопластовость, различие состава газа, давлений и температур отдельных пропластков, наличие гидродинамической связи между ними, одинаковость уровня газожидкостных контактов, неоднородность разреза месторождения.

В качестве критериев при выборе технологического режима используются:

$$\left.\frac{dP}{dr}\right|_{r=R_c} = \frac{\varphi Q + \psi Q^2}{P_з} = \text{const}, \quad \varphi = \frac{a}{2R_c \ln R_к / R_c}, \quad \psi = b / 2R_c,$$

$$\Delta P = P_{пл} - P_з = \text{const},$$

$$P_з = \text{const}, \qquad (1.8)$$

$$P_у = \text{const},$$

$$Q = \text{const},$$

$$\upsilon = \text{const}.$$

Деформация и разрушение пласта в призабойной зоне, возможности образования гидратов, конусов подошвенной воды (нефти), прорыв газа через нефтеносный пласт, образование или разрушение песчано-жидкостных пробок, начало конденсации или дегазации нефти, степень коррозии и т.д. выражаются одной из приведенных выше зависимостей. По мере истощения месторождения, продвижения подошвенной и краевых вод, снижения дебита и давлений, изменения состава добываемой продукции наступает время, когда установленный режим не обеспечивает нормальную работу скважины. Тогда производят замену одного режима другим. Независимо от стадии разработанности месторождения при обосновании технологического режима следует придерживаться следующих принципов:

– полностью учитывать геологическую характеристику залежи и техническую и технологическую характеристики промыслового и скважинного оборудования;

– рационально использовать естественную энергию газонефтеводоносных пластов;

– выполнять требования закона об охране окружающей среды и рационально использовать природные ресурсы;

– полностью гарантировать надежность работы в пределах установленных сроков всего комплекса системы пласт – начало газопровода;

– обеспечивать наибольшую производительность скважин;

– максимально учитывать возможность снятия ограничений, снижающих дебит скважины, и предусматривать меры по интенсификации притока газа;

– своевременно изменять ранее установленный, но на данном этапе непригодный режим эксплуатации на новый технологический режим;

– обеспечивать предусмотренный объем добычи газа при минимальных капитальных вложениях и эксплуатационных затратах.

При полном и безусловном соблюдении перечисленных принципов установления технологического режима эксплуатации скважин будет достигнута рациональная разработка месторождений. Если при выборе технологического режима искусственно снижена производительность скважин, то это приведет к увеличению капиталовложений и эксплуатационных расходов в процессе разработки.

8.1. ДЕФОРМАЦИЯ ПЛАСТА В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Коллекторы нефти и газа представляют собой физические тела, состоящие из скелета, который сложен зернами различных минералов, соединенных между собой цементирующим веществом, и поровым пространством, заполненным водой, нефтью, газом, а в основном их смесью. Газоносные коллекторы обладают определенными прочностными свойствами. Показатели устойчивости пород зависят от их структуры, пористости, проницаемости, глубины залегания, свойств и количества насыщающих их жидкостей и газов и др. Находясь на больших глубинах, коллекторы испытывают действие давления и температуры. Поэтому при изменении давления и температуры изменяются физические, емкостные и фильтрационные свойства горных пород. Эти изменения в ряде случаев существенно влияют на показатели разработки газовых и газоконденсатных месторождений и на технологический режим эксплуатации скважин.

Установлено, что наименее значительное изменение коэффициента пористости происходит в хорошо отсортированных песчаниках и сильно уплотненных аргиллитах, а наиболее значительное изменение пористости – у плохо отсортированных и плохо окатанных песчаников. Пористость таких пород при давлении P = 150 МПа уменьшается до 20%. Пористость карбонатных пород под влиянием давления изменяется в широких пределах. В частности, при P = 100 МПа наибольшее изменение пористости (~ 20%) отмечено у низкопористых тонко- и скрытокристаллических и частично пелитоморфных известняков, а наименьшее (до 2%) – у доломитизированных известняков.

Под влиянием внешнего давления проницаемость горных пород изменяется существенное, чем пористость. Изменение проницаемости пород зависит от их минералогического состава, структуры, свойств насыщающих жидкостей и газов и др. В большинстве случаев влияние давления на нефтегазоносные породы сопровождается остаточной деформацией. Гистерезис проницаемости не обнаружен в алевролитах с цементирующим веществом, в доломитизированных известняках и др. В процессе разработки газовых месторождений деформация пласта происходит повсеместно, а в призабойной зоне – с момента пуска скважины в эксплуатацию. Причиной деформации призабойной зоны может быть как снижение давления при освоении и эксплуатации скважины, так и повышение его при вскрытии пласта в процессе бурения. Степень деформации газоносных коллекторов зависит от их упругих свойств и величины депрессии.

Для определения допустимой депрессии по технико-эксплуатационным данным необходимо изучить материалы эксплуатации скважины. При анализе содержания песка в добываемой продукции на различных режимах, суммарных отборов, межремонтных периодов и других показателей эксплуатации устанавливается величина допустимой депрессии, при которой обеспечивается оптимальный технологический режим работы скважины. Для определения допустимой депрессии по величине градиента давления и скорости потока необходимо знание зависимости этих параметров от радиуса разрушения. Принципиально такой способ обоснования технологического режима эксплуатации скважин в условиях деформации является наиболее правильным. Однако при этом возникают трудности, связанные с необходимостью экспериментально установить предел устойчивости всего продуктивного разреза. Выполнение этого условия при наличии слабоустойчивых коллекторов весьма трудоемко, а в ряде случаев практически невозможно. Если продуктивный разрез сравнительно однороден по упругим характеристикам и не разрушается в процессе отбора и изучения в лабораторных условиях образца породы, то этот способ позволит достаточно надежно установить оптимальный технологический режим эксплуатации скважины. Большинство газовых месторождений СНГ неоднородны по разрезу и, что особенно важно, сложены из слабоустойчивых пропластков. Поэтому отбор представительной пробы и ее изучение в условиях, близких к естественным, не всегда возможны.

Установить механические свойства пласта так же трудно, как и определить градиент давления и критическую скорость фильтрации. Определенная по полученным в лабораторных условиях механическим свойствам депрессия на пласт очень часто оказывается в несколько раз завышенной или заниженной по сравнению с ее фактической величиной, при которой скважина эксплуатируется на режиме без пробкообразования. Минимальным расстоянием, на котором должны быть обеспечены критические градиент давления и скорость фильтрации, является стенка скважины радиусом R_c. Минимально возможный радиус разрушения пород призабойной зоны ограничивается скоростью фильтрации, при которой возможен вынос частиц песка.

При превышении критического градиента давления, когда процесс разрушения возможен и скорость фильтрации обеспечивает вынос частиц, разрушение может происходить достаточно длительное время, так как в условиях образования каверны градиент давления "перемещается" от скважины к контуру пласта. Однако по мере перемещения зоны разрушения от стенки к контуру площадь фильтрации увеличивается, а при постоянном дебите скважины скорость фильтрации уменьшается. Следовательно, даже для неправильно выбранного режима эксплуатации с выносом песка наступает время, когда вынос практически прекращается. Поэтому для установления правильного технологического режима эксплуатации использование результатов только кратковременного разового и в основном первоначального испытания скважин недостаточно. Для определения дебита или депрессии, при которых не происходит разрушение призабойной зоны, необходимы данные неоднократных или длительных исследований или же данные эксплуатации скважин.

Как правило, технологический режим эксплуатации скважин при наличии возможности разрушения призабойной зоны устанавливается по содержанию частиц породы, составляющей продуктивный пласт, в пародоуловителе на устье скважины. Этот показатель может служить необходимым и достаточным условием для установления технологического режима эксплуатации скважины только тогда, когда конструкция скважины и скорость потока по стволу обеспечивают вынос частиц породы на поверхность. Достаточно часто встречаются случаи, когда происходит разрушение пласта, а скорость газового потока не обеспечивает выноса частиц породы. Это приводит к образованию песчаных пробок на забое и псевдоожиженного слоя в стволе скважины.

До настоящего времени в условиях разрушения пласта не предложены доступные и надежные критерии для установления оптимального технологического режима экс-

плуатации газовых и газоконденсатных скважин. При известном критическом градиенте давления α и радиусе $R_{кр}$ критический дебит газовой скважины определяется по формуле

$$Q_{кр} = \frac{a^* R_{кр}}{2b^*}\left[-1+\sqrt{1+\frac{4b^*\alpha}{a^{*2}}}\right], \tag{2.8}$$

где

$$a^* = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}}; \quad b^* = \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл}}{2\pi^2 l h^2 T_{ст}}; \quad \alpha = \left.\frac{dP}{dR}\right|_{кр}; \tag{3.8}$$

α – критический градиент, зависящий от степени сцепления частиц породы, от горного давления, скорости фильтрации и др. Параметр α – основной показатель при установлении технологического режима в условиях разрушения пласта. Он должен быть определен для каждого газоносного коллектора, способного разрушаться при эксплуатации скважин.

Допустимая депрессия на пласт определяется по формуле

$$\Delta P = \frac{aQ_{кр} + bQ_{кр}^2}{P_{пл} + P_з}, \tag{4.8}$$

где a, b – коэффициенты фильтрационного сопротивления, определяемые по результатам исследования. Между a, b и a^* b^* имеется следующая связь:

$$a = a^* \ln R_к / R_{кр}, \quad b = b^*(1/R_{кр} - 1/R_к). \tag{5.8}$$

Правильность установленного технологического режима эксплуатации зависит от наличия и точности величины α. Поэтому необходимо в комплекс параметров, подлежащих лабораторному определению, включить в обязательном порядке и величину α. Если в процессе эксплуатации скважины при заданном градиенте давления из пласта выносятся только мелкие частицы и скелет породы не разрушается, то это в условиях полного выноса мелких частиц приводит к увеличению дебита скважины во времени.

8.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ ПЕСЧАНО-ЖИДКОСТНЫХ ПРОБОК

В процессе эксплуатации деформация слабоустойчивых пород приводит к разрушению призабойной зоны пласта. При скоростях потока газа, не обеспечивающих выноса частиц породы на поверхность, образуется песчаная пробка, существенно влияющая на установленный технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. На практике достаточно часто встречаются пробки и при эксплуатации устойчивых коллекторов. Наличие песчаной пробки связано не только с устойчивостью коллекторов, но и с проникновением бурового раствора в продуктивный пласт в процессе его бурения, с конструкцией скважины, с распределением дебита в интервале перфорации, с содержанием жидких компонентов в продукции скважины, с подачей ингибиторов и др.

При необоснованно установленном технологическом режиме эксплуатации скважины заданной конструкции даже в самых устойчивых коллекторах можно создать условия для образования столба жидкости и пробки в стволе скважины. Поэтому при выборе технологического режима эксплуатации необходимо учесть все факторы, связанные с образованием песчаной пробки или столба жидкости. Наличие столба жидкости или песчаной пробки приводит к снижеию дебита газовых и газоконденсатных сква-

жин. Количественное влияние песчаной пробки или столба жидкости на производительность газовых скважин в большинстве случаев соизмеримо с влиянием несовершенства скважин по степени вскрытия и зависит в основном от фильтрационных свойств и размеров пробки. Дебит скважины, несовершенной по степени вскрытия, существенно отличается от дебита совершенной только в том случае, если вместо песчаной пробки в стволе имеется столб жидкости высотой, равной высоте невскрытой части продуктивного пласта. На различных этапах образования пробки и в зависимости от конструкции скважины фракционный состав пробки меняется. С увеличением глубины спуска фонтанных труб в зону интервала перфорации содержание крупных фракций в пробке увеличивается. Исследование влияния песчаной пробки на производительность скважин проводилось для уплотненной пробки и псевдоожиженного слоя. Снижение производительности скважин, эксплуатируемых с песчаной пробкой, является результатом уменьшения площади фильтрации и увеличения дополнительного сопротивления. Величина дополнительного сопротивления зависит от фильтрационных свойств пробки. При равенстве проницаемостей пласта и пробки дебит скважины практически совпадает с дебитом несовершенной по степени вскрытия скважины с донным притоком.

Практика эксплуатации нефтяных и газовых скважин показывает, что при неполном перекрытии фильтра песчаной пробкой часто встречаются случаи, когда не наблюдается заметного снижения их производительности. Повышенный дебит скважины при наличии песчаной пробки является следствием отсортированности частиц, образующих пробку, образования каверны, а также взвешенного состояния песчинок (вызванного работой скважины), оседающих после ее остановки, увеличивая при этом толщину пробки в стволе. Установлено, что в зависимости от размеров частиц и скорости потока в стволе образуется псевдоожиженный слой. Концентрация частиц в псевдоожиженном слое зависит также от плотности, размера, формы частиц и от скорости потока. Наличие псевдоожиженного слоя несущественно влияет на производительность газовых скважин, если закон движения линейный. Поэтому если в скважине нет стационарной пробки, то наличие псевдоожиженного слоя не должно снизить дебит скважины. Высота псевдоожиженного слоя в газовых скважинах может быть оценена по формуле

$$h_0(1-m_0)=h\left(1-0,42\alpha^{0,42}\frac{P^{-1,42}-P_з^{-1,42}}{\Delta P}\right), \tag{6.8}$$

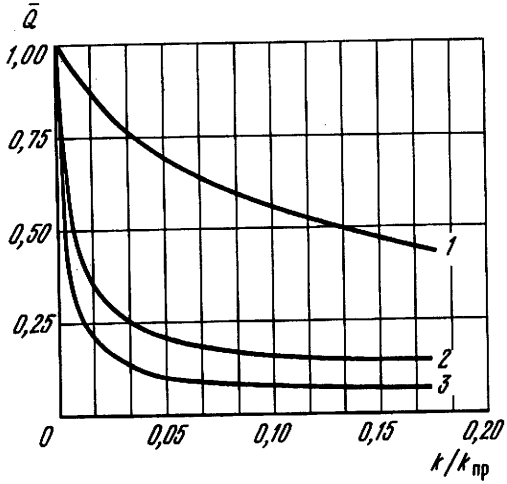
где h_0 – высота неподвижного слоя, т.е. высота пробки после остановки скважины; m_0 – пористость этого слоя; ΔP – общий перепад давления на слое; α – параметр, зависящий от диаметра частиц, площади поперечного сечения ствола скважины, расхода газа, вязкости, плотности и температуры газа.

8.2.1. Определение дебита скважин при полном и частичном перекрытии пласта песчаной пробкой и столбом жидкости

Дебит скважины с пробкой, проницаемость которой такова, что градиент давления при фильтрации газа по ней весьма существен, при полном перекрытии пласта пробкой приближенно определяется по формуле

$$Q=\frac{P_{пл}^2-P_з^2}{\sqrt{ab}}\operatorname{th}\sqrt{b\delta/a}, \tag{7.8}$$

где $P_{пл}$, $P_з$ – соответственно пластовое и забойное давления, МПа; δ – высота пробки, равная мощности пласта H, м; a, b – коэффициенты фильтрационного сопротивления,



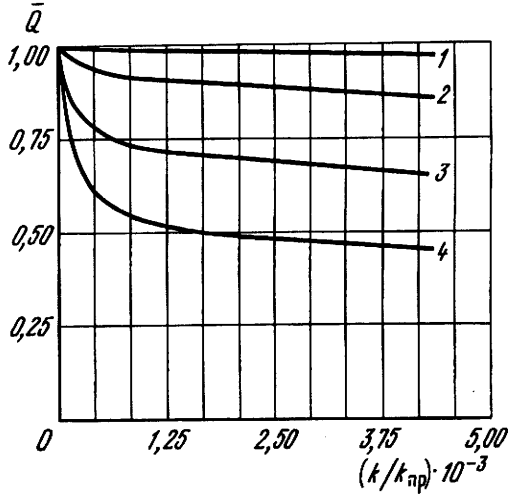


Рис. 193. Зависимость $\bar{Q}$ от $k/k_{пр}$ при полном перекрытии пробкой пластов различной толщины ($\delta_{пр}$)
1–3 – $\delta_{пр}$: *1* – 1, *2* – 5, *3* – 10 м

Рис. 194. Зависимости $\bar{Q}$ от $k/k_{пр}$ при неполном перекрытии пробкой пластов различной толщины ($\delta_{пр}$)
1–4 – $\delta_{пр}$: *1* – 1, *2* – 10, *3* – 20 и *4* – 30 м

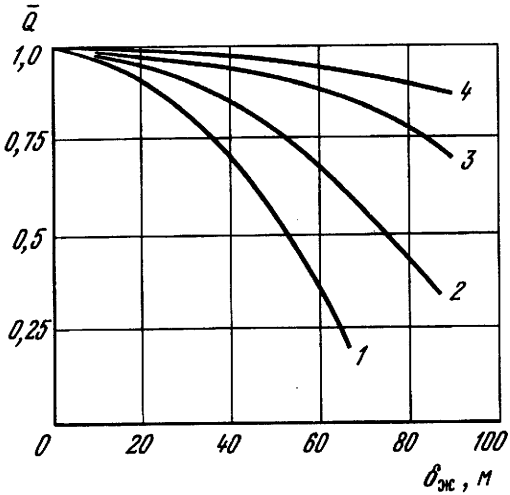


Рис. 195. Зависимость $\bar{Q}$ от высоты столба жидкости $\delta_{ж}$ при различных депрессиях ΔP на пласт
1–4 – ΔP: *1* – 0,1, *2* – 0,2, *3* – 0,5, *4* – 1,0 МПа

определяемые из выражений:

$$a = \frac{116\mu Z P_{ат} T_{пл} \ln R_к / R_с}{\pi k_{пр} T_{ст}}, \qquad (8.8)$$

$$b = \frac{232\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k_{пр} R_с^2 T_{ст}}.$$

Здесь $k_{пр}$ – проницаемость пробки, мкм^2.

1. Относительный дебит скважины, продуктивный пласт в которой полностью перекрыт пробкой, приближенно определяется по формуле

$$\bar{Q} = \frac{\text{th}\sqrt{b\delta / a}}{\delta\sqrt{b / a}}. \qquad (9.8)$$

Пример. По формуле (9.8) при $H = \delta$ = 1,5 и 10 м для различных соотношений проницаемости пласта

и пробки $k/k_{пр}$ были рассчитаны $\overline{Q}$. Результаты расчетов показаны на рис. 193, из которого видно, что с увеличением мощности пласта, а следовательно, и высоты пробки дебит скважины уменьшается.

2. При частичном перекрытии газоносного пласта пробкой относительный дебит скважины определяется по формуле

$$\overline{Q} = 1 - \frac{\delta}{H}\left[1 - \frac{\operatorname{th}\sqrt{b\delta^2 / a}}{\delta\sqrt{b/a}}\right]. \tag{10.8}$$

Пример. По формуле (10.8) для различных соотношений при $H = 50$ м, δ = 1, 10, 20 и 30 м были проведены расчеты, результаты которых показаны на рис. 194. Как видно из этого рисунка, при большой высоте пробки $\delta = 30$ м и соотношении $k/k_{пр} \leq 0{,}5 \cdot 10^{-3}$ зона загрязнения практически не работает, и поэтому относительный дебит с пробкой соответствует относительному дебиту несовершенной по степени вскрытия скважины.

3. Дебит скважины, вскрывшей пласт мощностью H и перекрытой столбом жидкости высотой $\delta = H$, определяется по формуле

$$Q = \frac{P_з^2(1 - e^{D_1\delta})}{aD_1} + \frac{P_{пл}^2\delta}{a}, \tag{11.8}$$

где

$$D_1 = \frac{0{,}0683\overline{\rho}}{Z_{ср}T_{ср}}\left[\varphi + (1-\varphi)\frac{\rho_г}{\rho_ж}\right], \tag{12.8}$$

$\rho_ж$, $\rho_г$ – плотность соответственно жидкости и газа в забойных условиях; φ – истинное газосодержание в интервале фильтра; $P_з$ – забойное давление у кровли пласта.

Относительный дебит скважины при полном перекрытии столбом жидкости продуктивного пласта приближенно определяется по формуле

$$\overline{Q} = \frac{P_з^2(1 - e^{D_1\delta})}{D_1\delta(P_{пл}^2 - P_з^2)} + \frac{P_{пл}^2}{P_{пл}^2 - P_з^2}. \tag{13.8}$$

4. При частичном перекрытии продуктивного пласта столбом жидкости, когда вертикальная проницаемость пласта близка к нулю, относительный дебит скважины определяется по формуле

$$\overline{Q} = \frac{Q_1 + Q_2}{Q_0} = \frac{P_з^2(1 - e^{D_1\delta})}{D_1H(P_{пл}^2 - P_з^2)} + \frac{P_{пл}^2\delta}{H(P_{пл}^2 - P_з^2)} - \frac{H - \delta}{H}, \tag{14.8}$$

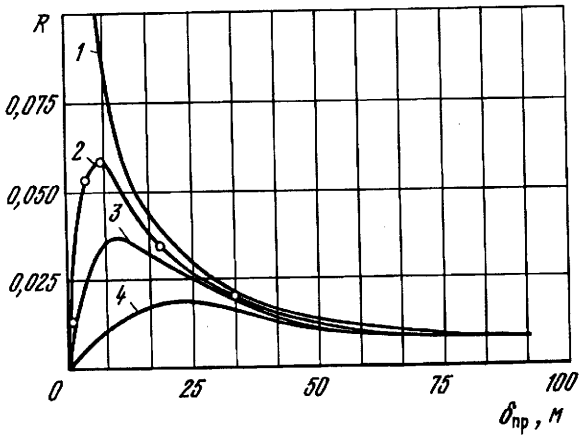
где Q_0 – дебит чистой (без столба жидкости) скважины; Q_1, Q_2 – дебиты из перекрытой и не перекрытой столбом жидкости частей пласта, соответственно.

Пример. По формуле (14.8) при $H = 100$ м; $P_{пл} = 10{,}0$ МПа; $P_з = 9{,}9$; 9,8; 9,5 и 9,0 МПа; $\rho_ж = 1000$ кг/м^3; $\rho_г = 0{,}8$ кг/м^3; $\bar{\rho} = 0{,}62$; $\varphi = 0{,}8$; $T_{ср} = 300$ К были рассчитаны дебиты для различных значений δ. Результаты расчетов показаны на рис. 195.

8.2.2. Влияние депрессии на степень загрязнения забоя скважин и условия образования или разрушения пробки

Степень загрязнения забоя скважины песчаной пробкой связана со скоростью потока и депрессией, приходящейся на единицу длины пробки.

Для известных давления у кровли $P_з$ и проницаемости пробки, в которой значителен градиент давления, сила, действующая на пробку высотой δ и сечением 1 см^2, опре-



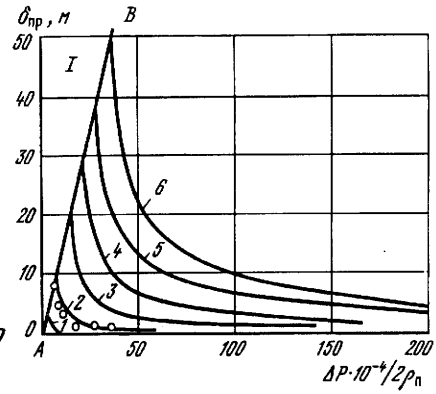


Рис. 196. Зависимости удельного перепада давления R от высоты пробки $\delta_{пр}$

1–4 – $[b/a]^{0,5}$: *1* – 0,25, *2* – 0,15, *3* – 0,1, *4* – 0,05; точки – данные по скв. 9 месторождения Газли

Рис. 197. Зависимости высоты пробки $\delta_{пр}$ от величины депрессии на пласт ΔP

I – область мнимых решений; *1–6* – $2a/b$: *1* – 10, *2* – 100, *3* – 400, *4* – 900, *5* – 1500, *6* – 2500; точки – данные по скв. 9 месторождения Газли

деляется по формуле

$$P_{под}^2 - P_з^2 = P_{пл}^2 - P_з^2 - \frac{P_{пл}^2 - P_з^2}{\operatorname{ch}\sqrt{b/a}\,\delta_{пр}}, \tag{15.8}$$

где $P_{под}$ – давление у подошвы пласта, МПа.

Удельный перепад на единицу длины пробки приближенно можно определить по формуле

$$R = \frac{P_{под}^2 - P_з^2}{\delta_{пр}(P_{пл}^2 - P_з^2)} = \frac{1}{\delta}\left[1 - \frac{1}{\operatorname{ch}\delta_{пр}\sqrt{b/a}}\right]. \tag{16.8}$$

Пример. По формуле (16.8) для различных $\sqrt{b/a} = 0{,}05 \div 0{,}25$ и $\delta_{пр}$ рассчитаны R. Они показаны на рис. 196, из которого видно, что при превышении удельного перепада R над его критическим значением (точки максимума на кривых) останавливается рост пробки и начинается ее разрушение. С увеличением проницаемости пробки удельные потери в ней уменьшаются.

Влияние депрессии на процесс образования пробки можно оценить по формулам

$$\delta_1 = \frac{10^5(P_{пл} - P_з)}{2\rho_п} + \sqrt{\left[\frac{10^5(P_{пл} - P_з}{2\rho_п}\right]^2 - \frac{2a}{b}}, \tag{17.8}$$

$$\delta_2 = \frac{10^5(P_{пл} - P_з)}{2\rho_п} - \sqrt{\left[\frac{10^5(P_{пл} - P_з}{2\rho_п}\right]^2 - \frac{2a}{b}}. \tag{18.8}$$

Формула (17.8) позволяет определить:

1) критическую высоту пробки при условии

$$\left[\frac{10^5(P_{пл} - P_з)}{2\rho_п}\right]^2 = 2a/b; \tag{19.8}$$

2) непрерывный рост пробки при

$$\left[\frac{10^5(P_{пл}-P_з)}{2\rho_п}\right]^2 < 2a/b; \qquad (20.8)$$

3) разрушение и вынос пробки при

$$\left[\frac{10^5(P_{пл}-P_з)}{2\rho_п}\right]^2 > 2a/b, \qquad (21.8)$$

где $\rho_п$ – плотность вещества, образующего пробку, кг/м^3.

Пример. По формулам (17.8) и (18.8) для $2a/b$ = 10, 100, 400, 900, 1500 и 2500 и различных депрессий рассчитана высота пробки. Результаты расчетов показаны на рис. 197.

Образование песчаной пробки или столба жидкости непосредственно связано с выбором диаметра и глубины спуска фонтанных труб, распределением дебита в интервале перфорации и дебитом скважины. Поскольку выбор диаметра в зависимости от формы и размера частицы изучен сравнительно достаточно, основным критерием при установлении технологического режима считают глубину спуска труб.

8.2.3. Глубина спуска фонтанных труб

На глубину спуска фонтанных труб влияют: их диаметр, дебит скважины, форма и размеры частиц породы или капель жидкости, толщина продуктивного интервала, распределение дебита в интервале перфорации, устойчивость пород и др. Спуск фонтанных труб до верхних отверстий может быть и при небольшой толщине пласта.

Спуск труб до нижних отверстий интервала перфорации не всегда рационален, так как при этом возможен прихват труб, а также будут дополнительные потери давления при движении газа по затрубному пространству до башмака фонтанных труб и в самих трубах. Опасность прихвата труб становится более существенной при эксцентричном расположении фонтанных труб. Точно предсказать возможность и время прихвата в конкретных скважинах не представляется возможным. Следовательно, глубина спуска фонтанных труб в каждом конкретном случае должна быть рассмотрена, исходя из устойчивости газоносных коллекторов, величины депрессии на пласт, количества бурового раствора, выносимого из пласта в процессе эксплуатации скважин, а также исходя из размеров частиц, диаметра эксплуатационной колонны, производительности скважин и др. Спуск фонтанных труб до нижних отверстий интервала перфорации, как правило, предотвращает образование песчаных пробок или столба жидкости в стволе скважины. В большинстве случаев при составлении проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений и установлении оптимального технологического режима эксплуатации скважины глубина спуска фонтанных труб не обосновывается должным образом, что приводит к образованию песчаных пробок или столба жидкости в процессе эксплуатации скважин. На большинстве газовых и газоконденсатных месторождений и даже на одном отдельно взятом месторождении практически при одинаковых условиях эксплуатации фонтанные трубы опускаются на разные глубины, как это видно из табл. 105.

Аналогичная картина по глубине спуска фонтанных труб имеет место и на других газовых месторождениях. В подавляющем большинстве случаев нет необходимой увязки между глубиной спуска труб, профилем притока газа и влиянием пробки на производительность скважин. Теоретическими и экспериментальными исследованиями установлено, что при равномерном распределении дебита в интервале перфорации и незначительной высоте пробки существенного снижения производительности скважин не происходит.

Таблица 105

Глубина спуска фонтанных труб и их количество по месторождениям Краснодарского края

Месторождение	Глубина спуска фонтанных труб		
	до верхних отверстий интервала перфорации	до середины интервала перфорации	до нижних отверстий интервала перфорации
Березанское	26	18	13
Ленинградское	23	15	5
Староминское	12	12	8
Сердюковское	1	1	8

Для заданного режима эксплуатации скважины качественный анализ влияния глубины спуска фонтанных труб на высоту песчаных пробок может быть произведен только при учете распределения добычи скважины в интервале перфорации. Как правило, влияние пробки на производительность и ее увеличение после очистки забоя от пробки устанавливаются путем сопоставления дебитов и давлений до образования пробки, в процессе эксплуатации и после очистки скважины от пробки. При этом характерно изменение индикаторных линий, снятых на различных стадиях образования песчаной пробки. С ростом высоты пробки для получения одинаковых дебитов величина ΔP^2 существенно растет. Влияние высоты пробки независимо от глубины спуска фонтанных труб остается незаметным, если нижняя часть интервала перфорации низкопродуктивная и если в изотропном пласте высота песчаной пробки не превышает 10–20% общей перфорированной толщины продуктивного пласта. Нарушение закономерности влияния пробки на производительность может иметь место лишь в том случае, когда скважина вскрывает несколько пропластков с различными характеристикой и устойчивостью на разрушение.

Из анализа теоретических и промысловых данных следует, что пробкообразование в стволе газовых и газоконденсатных скважин зависит от многих факторов, и при этом одним из основных является глубина спуска фонтанных труб требуемого диаметра. В первом приближении глубина спуска фонтанных труб должна быть увязана с устойчивостью коллекторов, распределением дебита в интервале перфорации, потерями давления и конструкцией ствола скважины.

Наиболее часто встречаемые случаи изменения проницаемости (следовательно, и дебита скважины) в пределах вскрытого интервала схематично показаны на рис. 198,*а* и *б*. Из рис. 198,*б* видно, что самые благоприятные условия для выноса песка и спуска труб до середины и выше интервала вскрытия имеют место при увеличении проницаемости от кровли к подошве и при залегании высокопроницаемого пропластка под низкопроницаемым. Встречаемое на практике многообразие залегания пропластков с различной проницаемостью и устойчивостью требует в каждом конкретном случае анализа геолого-промысловых данных и установления, исходя из этих данных, глубины спуска фонтанных труб.

В ряде случаев глубина спуска фонтанных труб обусловливается величиной потерь давления в них. В таких условиях возможность разрушения пласта должна быть исключена, что равносильно отсутствию возможности образования песчаных пробок или столба жидкости. Как было отмечено, даже в скважинах с открытым забоем, где полностью исключена возможность разрушения, как, например, на Оренбургском газоконденсатном месторождении, образуются пробки жидкости с фильтратом. Поэтому определение глубины спуска труб только в зависимости от величины потерь давления неправильно. Исследования показывают, что скорость частиц у торца фонтанных труб должна быть равна или больше критической. Тогда глубина спуска фонтанных труб

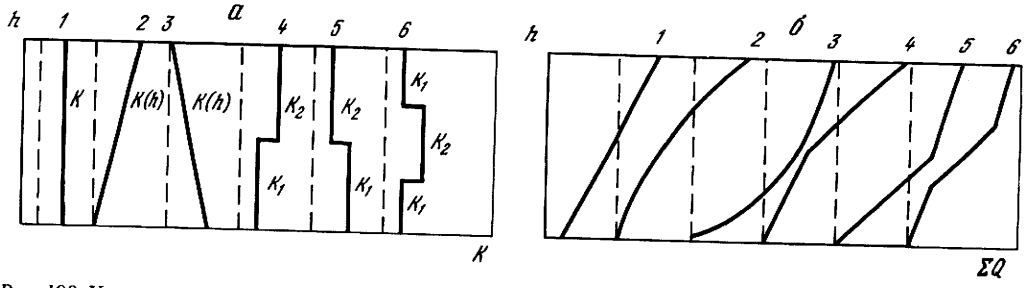


Рис. 198. Характер изменения проницаемости K (*а*) и суммарного дебита Q (*б*) в зависимости от толщины пласта h

1 – K = const; *2–3* – равномерные: *2* – увеличение проницаемости, *3* – уменьшение проницаемости; *4* – $K_1 = K_2/2$ и $h_1 = h/2$; *5* – $K = 2K_2$ и $h_1 = h/2$; *6* – $K_1 = K_2/2$ и $2h_1 = 0{,}6h$, $h_2 = 0{,}4h$

будет определяться формулой

$$l = h - \frac{F\sqrt{2g\upsilon_ч(\rho_ч - \rho)/\rho\varphi f}}{Q}, \qquad (22.8)$$

где h – высота интервала перфорации; $\upsilon_ч$ – объем частицы; $\rho_ч$, ρ – плотности частицы и газа в забойных условиях; f – площадь сечения частицы; φ – коэффициент, зависящий от формы частицы. При Re < 9000 для шарообразной частицы $\varphi = 0{,}5$.

Вынос частиц с забоя определяется скоростью потока. Считается целесообразным, чтобы скорость газового потока была примерно вдвое больше, чем скорость осаждения самых крупных частиц, выносимых газом из пласта.

Таким образом, основным условием выноса частиц с забоя с целью предотвращения образования песчаных пробок является обеспечение скорости потока газа, превышающей скорость осаждения капель жидкости или частиц коллектора. Поэтому для определения глубины спуска труб существенное значение имеет распределение дебита газа в интервале фильтра.

Рассмотренные выше факторы, влияющие на глубину спуска фонтанных труб, показывают, что при:

–при равномерном притоке газа из интервала перфорации и наличии условий накопления частиц на забое целесообразен спуск фонтанных труб до нижнего интервала перфорации;

–снижении дебита скважины от кровли к подошве пласта также целесообразен спуск фонтанных труб до нижних отверстий интервала перфорации;

–наличии скорости, обеспечивающей подъем частиц с нижнего интервала без фонтанных труб, и отсутствии условия разрушения коллектора и накопления частиц на забое фонтанные трубы могут быть спущены до кровли продуктивного пласта;

–интенсивном разрушении коллектора при небольших депрессиях вопрос о глубине спуска фонтанных труб должен быть решен с учетом конструкции фильтра;

–определении глубины спуска фонтанных труб потери давления в фонтанных трубах не должны являться единственным и определяющим фактором.

В целом в каждом конкретном случае при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений выбор диаметра и глубины спуска фонтанных труб должен быть обоснован, исходя из призводительности скважин, толщины газоносного пласта, распределения дебита в интервале перфорации, возможности деформации и разрушения пласта, предполагаемых размеров частиц, поступающих в ствол скважины, величины потерь давления в пласте и в стволе, условий образования гидратов, наличия агрессивных компонентов и влаги в газе и др. Только с учетом перечисленных факторов можно обоснованно выбрать диаметр и глубину спуска фонтанных труб.

8.2.4. Влияние высоты и проницаемости песчаной пробки на дебит скважины

Изучение влияния высоты пробки на производительность газовых скважин показывает, что при разных высотах пробки, фиксированных давлениях на контуре питания, над и под пробкой дебиты скважин существенно снижаются. Для одинаковых проницаемостей пласта и пробки, фиксированного давления на контуре питания и перепаде давлений в скважине ΔP и для различных высот пробки характер изменения относительного дебита $\bar{Q} = Q_{пр}/Q$ от относительного вскрытия пласта $\bar{h} = (h - h_{пр})/h$ показан на рис. 199. Кривая *1* отражает зависимость Q от $\bar{h}$ при $k = k_{пр}$, а кривая *2* –

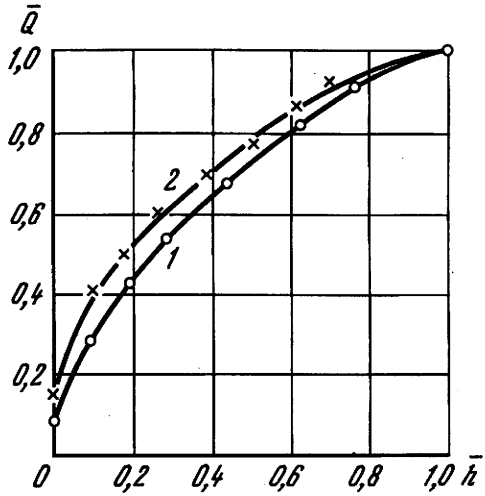


Рис. 199. Зависимости $\bar{Q}$ от относительной высоты пробки $\bar{h}$
1 – $k_{пл} = k_{пр}$; *2* – $k_{пр} = 50\,k_{пл}$

эту зависимость при $k_{пл} = k_{пр}$, причем $k_{пр} = 50k_{пл}$, т.е. рассмотрены сочетания высоко- и низкопроницаемого пластов с песчаной пробкой. Из полученных кривых видно, что характер изменения $\bar{Q}$ от $\bar{h}$ в целом аналогичен зависимости относительного дебита несовершенной по степени вскрытия скважины от относительного вскрытия пласта с донным притоком. Сравнение характера изменения $\bar{Q}$ от $\bar{h}$ кривых *1* и *2* показывает, что с увеличением проницаемости пробки зависимость $\bar{Q}$ от $\bar{h}$ увеличивается. При примерно одинаковых проницаемостях пласта влияние песчаной пробки на производительность газовой скважины может быть оценено как влияние несовершенства по степени вскрытия пласта.

8.3. ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ РАБОТЫ СКВАЖИН

При низкой температуре пласта и окружающей ствол скважины среды и наличии влаги в газе создаются условия для образования гидратов в призабойной зоне и в стволе скважины, что вызывает осложнения в работе и снижает надежность добычи газа. Исключить возможность гидратообразования и повысить надежность эксплуатации скважин можно путем правильного выбора технологического режима работы или закачкой антигидратных ингибиторов в скважину. При наличии возможности установления технологического режима, обеспечивающего работу скважины без образования гидратов, нецелесообразно применять менее эффективный способ – закачку ингибитора в скважину. В условиях гидратообразования следует определить температурный технологический режим работы скважины, увязывая его с равновесным давлением и температурой гидратообразования. Равновесные давление и

температура гидратообразования зависят от состава газа, влагосодержания, теплофизических свойств и параметров окружающей ствол скважины среды и др.

Для установления температурного технологического режима работы необходимо определить изменение дебита, давления и температуры газа и увязать эти изменения с равновесными давлением и температурой гидратообразования, используя при этом уравнение притока газа к скважине, уравнение движения газа по стволу, аналитическую или экспериментальную зависимость между давлением и равновесной температурой гидратообразования и уравнение изменения температуры в пласте и в стволе работающей скважины. Для безгидратного режима работы скважины необходимо, чтобы при определенном дебите (давлении) температура газа была выше равновесной температуры гидратообразования $T_р$.

Если необходимо, чтобы гидраты не образовывались только в пласте, должно удовлетворяться условие $T_з > T_р$.

Если необходимо, чтобы гидраты не образовывались до устья скважины, должно быть $T_у > T_р$.

Определение возможности образования гидратов в призабойной зоне и в стволе скважины необходимо для выбора способа и места подачи ингибитора. В случае, когда гидраты образуются в призабойной зоне, ингибиторы периодически закачиваются в пласт.

Безгидратный режим работы призабойной зоны обеспечивается при выполнении неравенства $T_р < T_з$. Значение $T_р$ для каждого месторождения определяется отдельно по методам, приведенным в разделе 2.12, $T_з$ – по формуле (153.3), а дебит скважины при данном режиме – по формуле

$$G = 54\rho\frac{-a+\sqrt{a^2+4b\Delta P^2}}{2b}. \qquad (23.8)$$

Порядок определения $T_р$, $T_з$ и G и входящих в них параметров приведен в главах 3, 4. Расчеты по определению безгидратного режима работы призабойной зоны проводятся в следующей последовательности.

По известным коэффициентам a и b для приемлемого забойного давления определяется G. Далее по известному G и другим параметрам, входящим в формулу (153.3), рассчитывается $T_з$. По экспериментальным данным либо расчетным путем, согласно формуле (168.2), или по равновесным кривым гидратообразования при известной плотности газа определяется $T_р$.

Полученные значения $T_з$ и $T_р$ должны удовлетворять неравенству $T_р < T_з$. Если это условие не выполнено, то расчет $T_з$ повторяется с новым значением G до тех пор, пока не будет $T_р < T_з$.

Безгидратный режим работы ствола скважины обеспечивается при $T_р < T_у$. Устьевая температура $T_у$ при отсутствии зоны многолетней мерзлоты определяется по формуле (155.3).

Дебит скважины, входящий в неявном виде в формулу (155.3), через ΔT и α определяется по формуле (23.8). Распределение давления в стволе скважины описывается формулой (25.3).

Параметры, входящие в эти формулы, и порядок их определения изложены в главах 2, 4.

Безгидратный режим работы скважины, проходящей слой многолетней мерзлоты, определяется следующим образом.

По формуле (155.3) вычисляется температура газа, входящего в зону многолетней мерзлоты.

Зная $T_{мо}$, подсчитывают распределение температуры в интервале многолетней мерзлоты по формуле (163.3). Порядок определения параметров, входящих в формулы (155.3) и (163.3), изложен в главе 3.

В скважинах, расположенных в зонах многолетней мерзлоты, гидраты могут образоваться на любой глубине. Поэтому условие $T_р < T_у$, исключающее образование гидратов, справедливо и при наличии многолетней мерзлоты.

Если расчеты с различными режимами показывают, что удовлетворить $T_р < T_у$ в данной скважине невозможно, то необходимо обеспечить подачу ингибитора в скважину.

8.4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, ВСКРЫВШИХ ПЛАСТЫ С ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ

Проблема установления технологического режима эксплуатации газовых скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой, относится к проблемам гидрогазодинамики высшей категории сложности. Точное решение этой задачи с учетом нестационарности процесса конусообразования, неоднородности пористой среды в вертикальном и горизонтальном направлениях, различия законов фильтрации газа и воды, изменения их физических свойств в процессе разработки, формы границ разделов газ–вода, фазовых проницаемостей и капиллярных сил практически невозможно. Несмотря на различия постановки физико-математической модели задачи о безводной эксплуатации нефтяных и газовых скважин и методов ее решения, полученные до настоящего времени результаты в большинстве случаев не соответствуют фактическому режиму эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Поэтому, несмотря на многочисленность исследований по установлению технологического режима эксплуатации газовых скважин при наличии подошвенной воды, их предельные безводные дебиты определяются весьма приближенно. Рекомендуется использовать приведенные ниже приближенные методы для определения безводных дебитов газовых скважин, вскрывших изотропные и анизотропные пласты с подошвенной водой при нелинейном законе фильтрации газа с учетом изменения положения контакта газ–вода в процессе разработки залежи. Под предельным безводным дебитом понимается производительность скважины, получаемая при достижении вершины конуса воды ее забоя.

Безводный дебит газовой скважины может быть определен при известном истинном положении границы раздела газ–вода и распределении давления в зоне, дренируемой рассматриваемой скважиной. Истинная граница раздела газ–вода является функцией времени, свойств среды и режима эксплуатации скважины.

Предельный безводный дебит газовых скважин при нелинейной стационарной фильтрации газа в изотропном пласте с неподвижным контактом газ–вода и при линейном изменении его толщины в пределах $R_с \leqslant R \leqslant h$ в результате образования конуса воды (нефти) определяется формулой

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл} Q_{пр}}{\pi k h T_{ст}} \left[\ln \frac{R_к}{h} + \frac{h}{\alpha} \left(\ln \frac{h}{R_с} - \ln \frac{\alpha + \beta h}{\alpha + \beta R_с} \right) \right] + \tag{24.8}$$

$$+ \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} Q_{пр}^2}{2\pi^2 l h^2 T_{ст}} \left\{ \frac{1}{h} - \frac{1}{R_к} + \frac{h^2}{\alpha^2} \left[\frac{\beta^2 (h - R_с)}{(\alpha + \beta h)(\alpha + \beta R_с)} + \frac{h - R_с}{h R_с} + \frac{\beta}{\alpha} \times \right. \right.$$

$$\left. \left. \times \left(\ln \frac{h}{R_с} + \ln \frac{\alpha + \beta h}{\alpha + \beta R_с} \right) \right] \right\},$$

где $\alpha = h - \beta R_с$; $\beta = \dfrac{1 - \bar{h}}{1 - \bar{R}_с}$; $\bar{h} = h_{вс} / h$; $\bar{R}_с = R_с / h$.

Для получения безводного дебита необходимо, чтобы уровень контакта газ–вода под скважиной был ниже перфорационных отверстий. Это означает, что в скважине необходимо создавать такую депрессию, при которой уровень воды будет меньше высоты $y = h - h_{вс}$. Предполагается, что максимальная высота подъема воды через пористую среду получится в том случае, если уровень воды будет определен согласно закону Паскаля.

Превышение уровня в пористой среде выше, чем по закону Паскаля, возможно только за счет капиллярных сил. Однако подъем воды за счет капиллярных сил для субкапиллярных каналов выше уровня, определяемого законом Паскаля, не сильно обводнит скважину подошвенной водой. Принятое условие накладывает максимальное ограничение на величину предельного безводного дебита. Поэтому из существующих в настоящее время методов определения предельного безводного дебита предлагаемый метод дает самую низкую величину предельного безводного дебита.

Величина допустимой депрессии на пласт при этом будет иметь вид

$$P_{пл} - P_з = \Delta P = \frac{g}{\eta}(h - h_{вс})(\rho_в - \rho_г), \tag{25.8}$$

где $\rho_в$, $\rho_г$ – соответственно плотности воды и газа в пластовых условиях; g – ускорение силы тяжести; η – высота столба жидкости, обеспечивающая давление 0,1 МПа. При $\rho_в = 1$, $\eta = 10$ м/0,1 МПа.

Так как

$$P_{пл} + P_з = 2P_{пл} - \frac{g}{\eta}(h - h_{вс})(\rho_в - \rho_г), \tag{26.8}$$

левая часть формулы (24.8) примет вид

$$\Delta P^2_{доп} = [P^2_{пл} - P^2_з]_{доп} = \frac{g}{\eta}(h - h_{вс})(\rho_в - \rho_г)\left[2P_{пл} - \frac{g(h - h_{вс})(\rho_в - \rho_г)}{\eta}\right]. \tag{27.8}$$

Введем обозначения:

$$a_1 = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}}\left[\frac{h}{\alpha}\left(\ln\frac{h}{R_c} - \ln\frac{\alpha + \beta h}{\alpha + \beta R_c}\right) + \ln\frac{R_к}{h}\right], \tag{28.8}$$

$$b_1 = \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл}}{2\pi^2 l h^2 T_{ст}}\left\{\frac{1}{h} - \frac{1}{R_к} + \frac{h^2}{\alpha^2}\left[\frac{\beta(h - R_c)}{(\alpha + \beta h)(\alpha + \beta R_c)} + \frac{h - R_c}{h R_c} + \frac{\beta}{\alpha}\left(\ln\frac{h}{R_c} + \ln\frac{\alpha + \beta h}{\alpha + \beta R_c}\right)\right]\right\}.$$

С учетом (27.8) и (28.8) получим формулу для определения предельного безводного дебита:

$$Q_{пр} = \frac{-1 + \sqrt{1 + 4b_1 \Delta P^2_{доп} / a_1^2}}{2b_1 / a_1}. \tag{29.8}$$

Если обозначить

$$Q^* = -1 + \sqrt{1 + k_0}, \quad k_0 = 4b_1 \Delta P^2_{доп} / a^2, \tag{30.8}$$

то формула (29.8) примет вид

$$Q_{пр} = a_1 Q^* / 2b_1. \tag{31.8}$$

Безразмерный параметр k_0 характеризует коллекторские свойства пласта, его геометрию, свойства газа и величину перепада давления на пласт. При известных $\rho_{ат}$, $R_к$,

R_c, h параметр k_0 является функцией вязкости, проницаемости, макрошероховатости и депрессии на пласт. Параметр k_0 может быть использован в качестве критерия при моделировании двучленного притока газа к скважине на физических моделях.

Если коэффициенты фильтрационных сопротивлений a и b для рассматриваемой скважины определены по данным испытания, то значения коэффициентов a_1 и b_1 должны быть найдены из выражений

$$a_1 = \frac{a_{ис} h}{\ln R_к / R_c}\left[\frac{1}{h}\ln\frac{R_к}{h} + \frac{h}{\alpha}\left(\ln\frac{h}{R_c} - \ln\frac{\alpha+\beta h}{\alpha+\beta R_c}\right)\right], \tag{32.8}$$

$$b_1 = \frac{b_{ис} h^2}{\frac{1}{R_c}-\frac{1}{R_к}}\left\{\frac{1}{h^2}\left(\frac{1}{h}-\frac{1}{R_к}\right)+\frac{1}{\alpha^2}\left[\frac{\beta^2(h-R_c)}{(\alpha+\beta h)(\alpha+\beta R_c)}+\frac{h-R_c}{hR_c}+\frac{\beta}{\alpha}\left(\ln\frac{h}{R_c}+\ln\frac{\alpha+\beta h}{\alpha+\beta R_c}\right)\right]\right\}.$$

При небольших пластовых давлениях величиной плотности газа $\rho_г$ и больших значениях радиуса контура питания $R_к$ величиной $1/R_к$ в формулах (24.8)–(33.8) можно пренебречь.

Если скважина вскрывает газоносный пласт с подошвенной водой на величину $h_{вс}$, то до начала освоения и испытания скважины необходимо определить допустимую депрессию на пласт, используя формулу (25.8) или (27.8). Превышение допустимой депрессии в процессе освоения и испытания скважины может привести к образованию конуса воды и ее прорыву в скважину. Определяемый по формулам (29.8)–(31.8) $Q_{пр}$ справедлив только в данный момент времени, так как параметры, входящие в формулы (положение контакта газ–вода, коэффициенты фильтрационных сопротивлений, пластовое давление и др.), приняты постоянными. По мере снижения пластового давления происходит изменение положения контакта газ–вода, толщины газоносного пласта, свойств воды и газа. Уменьшение толщины газоносного пласта в процессе разработки при заданном постоянном вскрытии $h_{вс}$ обусловливает необходимость снижения величины ΔP. Эти изменения приводят к снижению предельного безводного дебита в процессе разработки месторождения.

8.4.1. Гиперболическое изменение толщины изотропного газоносного пласта в результате образования конуса подошвенной воды (нефти)

Экспериментально показано, что при нелинейном законе сопротивления погрешности, получаемые при линейном характере изменения толщины пласта в пределах призабойной зоны ($R \leqslant h$), существенны. Установлено, что более близкие к результатам опытов данные о величине дебита получаются при гиперболическом изменении толщины газоносного пласта от забоя до контура питания.

При гиперболическом характере изменения толщины газоносного пласта безводный дебит газовой скважины определяется из формулы

$$\Delta P^2_{доп} = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл} Q_{пр}}{\pi k h T_{ст}} \ln\frac{\bar{R}}{\bar{h}} + \frac{\rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} Q^2_{пр}}{2\pi^2 l h^2 T_{ст}}\left(\frac{1}{\bar{h}}-\frac{1}{\bar{R}}\right), \tag{33.8}$$

где $\bar{R} = R_к/R_c$. При ранее принятых обозначениях

$$k_0 = 4b^*\Delta P^2 / a^* R_c; \quad a^* = \mu Z P_{ат} T_{пл} / \pi k h T_{ст}; \quad b^* = \rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} / 2\pi^2 l h^2 T_{ст}; \tag{34.8}$$

$$Q^* = \bar{h}\ln\frac{\bar{R}}{\bar{h}}\left[-1+\sqrt{1+\frac{k_0}{\bar{h}(\ln\bar{R}/\bar{h})^2}}\right] \tag{35.8}$$

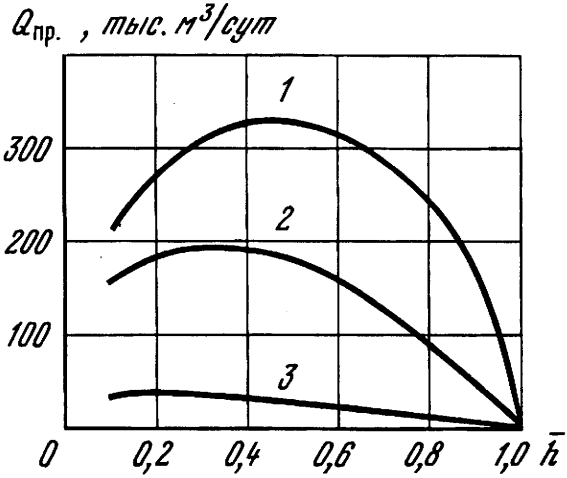


Рис. 200. Зависимости предельного безводного дебита скважины $Q_{пр}$ от относительного вскрытия пласта $\bar{h}$ при $P_{пл} = 30$ МПа
1–3 – k_0: *1* – 161, *2* – 1,61, *3* – 0,0161

формула для определения предельного безводного дебита скважины при гиперболическом характере изменения толщины газоносного пласта примет вид

$$Q_{пр} = a^* Q^* R_c / 2b^*. \qquad (36.8)$$

При расчете безводного дебита $Q_{пр}$ в формулу (36.8) следует подставлять величину $\Delta P^2_{доп}$, определенную по формуле (27.8).

Значение $\Delta P^2_{доп}$, определяемое по формуле (27.8), в большинстве случаев может быть упрощено, так как

$$2P_{пл} \gg \frac{g(h - h_{вс})(\rho_в - \rho_г)}{\eta}. \qquad (37.8)$$

Поэтому с достаточной для практики точностью величину $\Delta P^2_{доп}$ можно определить по формуле

$$\Delta P^2_{доп} = P^2_{пл} - P^2_з \cong 2P_{пл} g h (1 - \bar{h})(\rho_в - \rho_г)/\eta \text{ или } \Delta P^2_{доп} = Dx, \qquad (38.8)$$

где

$$D = 2P_{пл} g h (\rho_в - \rho_г)/\eta; \quad x = 1 - \bar{h}. \qquad (39.8)$$

С учетом этих изменений формулы (34.8) и (35.8) примут вид

$$Q_1^* = \bar{h} \ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}} \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{k_0' x}{\bar{h}(\ln \bar{R}/\bar{h})^2}} \right]; \quad k_0' = \frac{4b^* D}{a^{*2} R_c}; \quad Q_{пр} = \frac{a^* Q_1^* R_c}{2b^*}. \qquad (40.8)$$

По формуле (40.8) рассчитывались предельные безводные дебиты скважин с исходными данными: $P_{пл} = 30$ МПа; $h = 50$ м; $R_к = 500$ м; $R_c = 0{,}1$ м; $b_{ис} = 0{,}58 \cdot 10^{-4}$; $a_{ис} = 0{,}0056$; 0,056 и 0,56 для различных относительных вскрытий; $\bar{h} = 0{,}1 \div 1{,}0$. Полученная зависимость предельного безводного дебита $Q_{пр}$ от $\bar{h}$ показывает (рис. 200), что существует некоторое вскрытие, при котором предельный безводный дебит становится максимальным. Установлено, что с увеличением коэффициента $a_{ис}$ $Q_{пр}$ уменьшается. Для получения максимального дебита степень вскрытия пластов с низкой продуктивносью должна быть больше, чем таковая пластов с высокой продуктивностью.

8.4.2. Гиперболическое изменение толщины анизотропного газоносного пласта в результате образования конуса подошвенной воды (нефти)

В большинстве газоносных пластов вертикальные и горизонтальные проницаемости различаются, причем, как правило, вертикальная проницаемость $k_в$ значительно меньше горизонтальной $k_г$. Низкая вертикальная проницаемость снижает опасность обводнения газовых скважин, вскрывших анизотропные пласты с подошвенной водой в процессе их эксплуатации. Однако при низкой вертикальной проницаемости затруд-

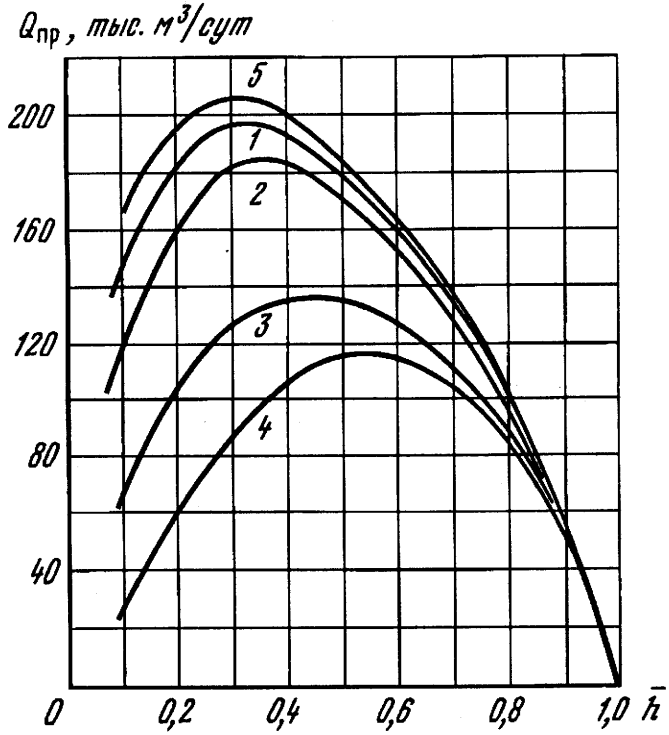


Рис. 201. Зависимости $Q_{пр}$ от относительного вскрытия пласта $\bar{h}$ для различных значений параметра анизотропии ν по формуле, полученной для анизотропного пласта (*1–4*) и по формуле, полученной для изотропного пласта (*5*)

1 – 1; *2* – 0,5; *3* – 0,1; *4* – 0,01; *5* – 1

няется и подток газа снизу в область влияния несовершенства скважины по степени вскрытия. Точная математическая связь между параметром анизотропии и величиной допустимой депрессии при вскрытии скважиной анизотропного пласта с подошвенной водой не установлена. Использование методов определения $Q_{пр}$, разработанных для изотропных пластов, приводит к существенным погрешностям.

Для учета влияния анизотропии на производительность скважины истинная область фильтрации газа заменяется такой фиктивной областью, в которой суммарное сопротивление пласта будет эквивалентно истинному интегральному. Эквивалентность суммарных сопротивлений анизотропного пласта фиктивным можно выразить через толщину h по формуле, приведенной в [4].

Решение уравнения установившейся нелинейной фильтрации газа с учетом характера изменения толщины, согласно [4], и величины допустимой депрессии на пласт, согласно (27.8), позволяет получить формулу для определения $Q_{пр}$ в виде

$$Q_{пр} = a^* R_c \bar{h} Q_2^* \ln \bar{R} / 2b^*, \tag{41.8}$$

где

$$Q_2^* = -1 + \sqrt{1 + \frac{k_0'' x}{\bar{h} \ln \bar{R} \ln(\bar{R}^{\nu} - x)/\bar{h}}}; \quad k_0'' = \frac{4b^* D\nu}{a^{*2} R_c}; \tag{42.8}$$

$\nu = \sqrt{k_в / k_т}$ – параметр анизотропии пласта.

Формула (42.8) совпадает с известными решениями при $\bar{h} = 1$ и $k_в = 0$. Оценка точности полученных результатов с принятыми допущениями может быть произведена

путем сравнения результатов расчетов формулы (42.8) при $\nu = 1$ с результатами аналогичной формулы, полученной для изотропного пласта.

По формуле (42.8) для скважины с исходными данными $P_{пл} = 30$ МПа; $h = 50$ м; $R_к = 500$ м; $R_с = 0{,}1$ м; $a_{ис} = 0{,}0056$; $b_{ис} = 0{,}58 \cdot 10^{-4}$; $\nu = 1{,}0$; 0,5; 0,1; 0,01; $\bar{h} = 0{,}1$–1,0 определены $Q_{пр}$. Результаты расчетов показаны на рис. 201 кривыми *2–5* для $\nu = 1{,}0$; 0,5; 0,1; 0,01 соответственно. Кривая *1* построена по формуле (31.8), выведенной для изотропного пласта. Из рис. 201 видно, что кривые *1* и *5*, построенные по результатам расчетов по формулам для изотропного и анизотропного пластов при $\nu = 1{,}0$, достаточно близки при вскрытых $0{,}5 \leqslant \bar{h} \leqslant 1{,}0$ и незначительно различаются в пределах изменения $0{,}05 \leqslant \bar{h} \leqslant 0{,}5$. Максимальная разница в дебитах, определяемых по формуле для анизотропного пласта при $\nu = 1{,}0$ и изотропного пласта в области $0{,}05 \leqslant \bar{h} \leqslant 0{,}5$, не превышает 7%.

В указанном интервале вскрытия пласта величина погрешности уменьшается от 7 до 1%. Из рис. 201 видно, что с уменьшением вертикальной проницаемости $k_в$ $Q_{пр}$ существенно снижается. Максимальная разница в дебитах, соответствующих величине вскрытия $\bar{h} = 0{,}3$ для $\nu = 1{,}0$ и $\bar{h} = 0{,}5$ для $\nu = 0{,}01$, составляет 40% дебита при $\nu = 1{,}0$. С уменьшением ν величина вскрытия пласта $h_{вс}$, при которой $Q_{пр}$ становится максимальным, увеличивается. Так, например, при $\nu = 1{,}0$ по кривой *2* максимальный дебит соответствует $\bar{h} = 0{,}3$, а при $\nu = 0{,}01$ по кривой *5* $Q_{пр}$ соответствует $\bar{h} = 0{,}5$.

8.4.3. Учет изменения положения контакта газ–вода в процессе разработки газовых месторождений на безводный дебит

Если $Q_{пр}$ по формулам (31.8), (36.8) и (41.8) определять на длительный период разработки, то эти дебиты будут значительно выше их истинных значений, так как в процессе разработки толщина непрерывно уменьшается. Причем, чем больше подъем контакта газ–вода, тем выше погрешность в величинах дебитов, определенных без учета подъема этого контакта. Величина подъема контакта зависит от запасов и отбора газа, активности водонапорной системы, коллекторских свойств водогазоносных пластов и др.

Внедрение в процессе разработки газовых месторождений подошвенной воды в газоносную часть залежи приводит к изменению пластового давления и уменьшению газонасыщенной толщины пласта. Величина текущего пластового давления с учетом внедрения воды и изменения газонасыщенной толщины может быть определена путем непосредственного замера и расчета с помощью уравнения материального баланса. При больших упругих запасах воды необходимо учесть упругоемкость воды и водоносного пласта.

Объем газоносной части, занятой водой, определяется так:

$$\upsilon(t) = Q_в(t) = \pi R_г^2 m \alpha_г [h_0 - h(t)], \tag{43.8}$$

где $R_г$ – радиус контура газоносности залежи принятой круговой формы; $Q_в(t)$ – объем воды, вторгшейся в газоносную часть залежи за время t; m – пористость; $\alpha_г$ – газонасыщенность; h_0, $h(t)$ – начальная и текущая толщины газонасыщенной части пласта.

Тогда величина текущей толщины газоносного пласта будет

$$h(t) = h_0 - \frac{Q_в(t)}{\pi R_г^2 m \alpha_г}. \tag{44.8}$$

Последовательность расчета предельного безводного дебита газовой скважины, вскрывшей пласт с подошвенной водой, будет аналогична последовательности, используемой при определении объема внедрившейся в газовую залежь воды. Зная $Q_в(t)$ на

Таблица 106

Результаты расчетов $P_{пл}(t)$ и $h(t)$ газоносного пласта при подвижном и неподвижном контактах газ–вода

Время разработки t, сут	$Q_{доб}(t)$, млн, м^3	$\upsilon(t)$, млн, м^3	$h(t)$, м	$P_{пл}(t)$, МПа
0	0	5,81	50,0	30,0
1000	340	5,46	47,0	25,7
2000	680	4,85	41,8	21,9
3000	1020	4,00	34,5	18,1
4000	1360	2,67	23,0	14,4

каждый момент времени, необходимо определить $P_{пр}(t)$ и $h(t)$, а по известным $P_{пл}(t)$ и $h(t)$ – величину $Q_{пр}(t)$.

Значение текущего пластового давления определяется по формуле

$$P_{пл}(t)=\frac{Z[\bar{P}_{пл}(t),T_{пл}]}{\bar{\alpha}_г\upsilon_н-Q_в(t)}\left[\frac{\bar{\alpha}_г\upsilon_н\bar{P}_{плн}}{Z(\bar{P}_{плн},T_{пл})}-P_{ат}Q_{доб}(t)T_{пл}/T_{ст}\right], \tag{45.8}$$

где $\bar{P}_{пл}(t)$, $\bar{P}_{плн}$ – соответственно текущее и начальное давления пласта; $Z(\bar{P}_{плн}, T_{пл})$, $Z[\bar{P}_{пл}(t)T_{пл}]$ – начальный и текущий коэффициенты сверхсжимаемости газа; $\upsilon_н$ – начальный объем газоносной части пласта; $\bar{\alpha}_г$ – средний по залежи коэффициент газонасыщенности пласта; $Q_{доб}(t)$ – отбор газа из залежи за время t. Выражение в формуле (45.8) $\bar{\alpha}_г\upsilon_н - Q_в(t) = \upsilon(t)$ соответствует текущему газонасыщенному объему залежи.

С учетом этих предположений предельный безводный дебит скважины при подвижном контакте газ–вода и гиперболическом характере изменения толщины изотропного пласта будет определяться по формуле

$$Q_{пр}(t)=\frac{a^*(t)R_cQ^*(t)}{2b^*(t)}, \tag{46.8}$$

где

$$Q^*(t)=\bar{h}(t)\ln\frac{\bar{R}}{\bar{h}(t)}\left\{-1+\sqrt{1+\frac{k_0'(t)\cdot x(t)}{\bar{h}(t)[\ln\bar{R}/\bar{h}(t)]^2}}\right\}, \tag{47.8}$$

$$\bar{h}(t)=h_{вс}/h(t);\quad k_0'(t)=4b^*(t)D(t)/R_ca^{*2}(t), \tag{48.8}$$

$$D(t)=2P_{пл}(t)gh(t)[\rho_в-\rho_г(t)]/\eta, \tag{49.8}$$

$$a^*(t)=\mu ZP_{ат}T_{пл}/\pi kh(t)T_{ст};\quad b^*(t)=\rho_{ат}P_{ат}ZT_{пл}/2\pi^2lh^2(t)T_{ст}. \tag{50.8}$$

В формулах (49.8) и (50.8) значения $\rho_г$, μ, Z, k и l изменяются во времени, зависят от величины пластового давления и могут быть учтены по известным закономерностям их изменения от давления. Чем меньше $h(t)$ и $P_{пл}(t)$, тем ниже безводный дебит скважины, хотя в целом вторжение воды в газовую залежь несколько замедляет темп снижения пластового давления.

При известных по результатам испытаний коэффициентах фильтрационных сопротивлений $a_{ис}$ и $b_{ис}$ значения $a^*(t)$ и $b^*(t)$ должны определяться по формулам

$$a^*(t)=a_{ис}h_0/h(t)\ln\bar{R};\quad b^*(t)=b_{ис}R_ch_0^2/h^2(t). \tag{51.8}$$

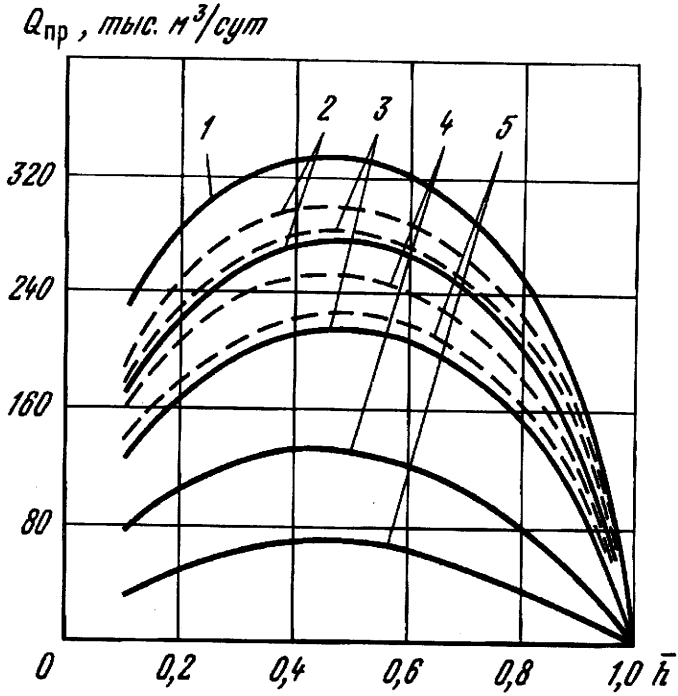


Рис. 202. Зависимости $Q_{пр}$ от $\bar{h}$ при подвижном (сплошные линии) и неподвижном (пунктирные линии) контактах газ–вода

1–5 – $P_{пл} = P_н$: *1* – 30, *2* – 25,7, *3* – 21,9, *4* – 18,1, *5* – 14,4 МПа

По полученным формулам (46.8) и (51.8) рассчитывают $Q_{пр}(t)$ скважины для подвижного и неподвижного контактов газ–вода при исходных данных: $P_{н.пл}$ = 30 МПа; h_0 = 50 м; $R_к$ = 500 м; $R_с$ = 0,1 м; $a_{ис}$ = 0,0056; $b_{ис}$ = 0,58 · 10^{-4}; к = 1,25 · 10^{-3} м²/с; $Q_{пр}(t_0)$ = 340 тыс. м³/сут; $\upsilon_н$ = 5,81 · 10^6 м³; m = 0,2; t = 0, 1000, 2000, 3000 и 4000 сут. Последовательность расчета следующая:

–определяют объем внедрившейся в газовую залежь воды согласно методам, приведенным в [1, 19 и др.];

–используя формулу (44.8), определяют текущую газонасыщенную толщину пласта $h(t)$;

–по формуле (45.8) определяют текущее пластовое давление $P_{пл}(t)$;

– по известным $P_{пл}(t)$ и $h(t)$ по формулам (46.8) – (51.8) вычисляют $Q_{пр}$ для изотропного пласта.

Результаты расчетов основных показателей разработки месторождения приведены в табл. 106, а изменение $Q_{пр}$ при подвижном и неподвижном контактах газ–вода показано на рис. 202 в виде зависимостей $Q_{пр}(t)$ от $\bar{h}$.

Кривая *1* соответствует начальному пластовому давлению $P_{н.пл}$ и толщине пласта h_0, а кривые *2–5* – безводным дебитам при $P_{пл}(t)$ = 25,7; 21,9; 18,1 и 14,4 МПа, получаемым при подвижном контакте газ–вода. Безводные дебиты при этих же пластовых давлениях, но при неподвижном контакте газ–вода показаны кривыми *2–5* пунктирными линиями. Из рис. 202 видно, что при подвижном контакте газ–вода $Q_{пр}$ снижается более интенсивно, чем при неподвижном газоводяном контакте. Сравнение кривых $Q_{пр}$ от $\bar{h}$, построенных при одинаковых $P_{пл}(t)$ для h_0 и $h(t)$, позволяет определить характер изменения $Q_{пр}$ при подвижном контакте и прогнозировать безводные дебиты при проектировании разработок газовых месторождений.

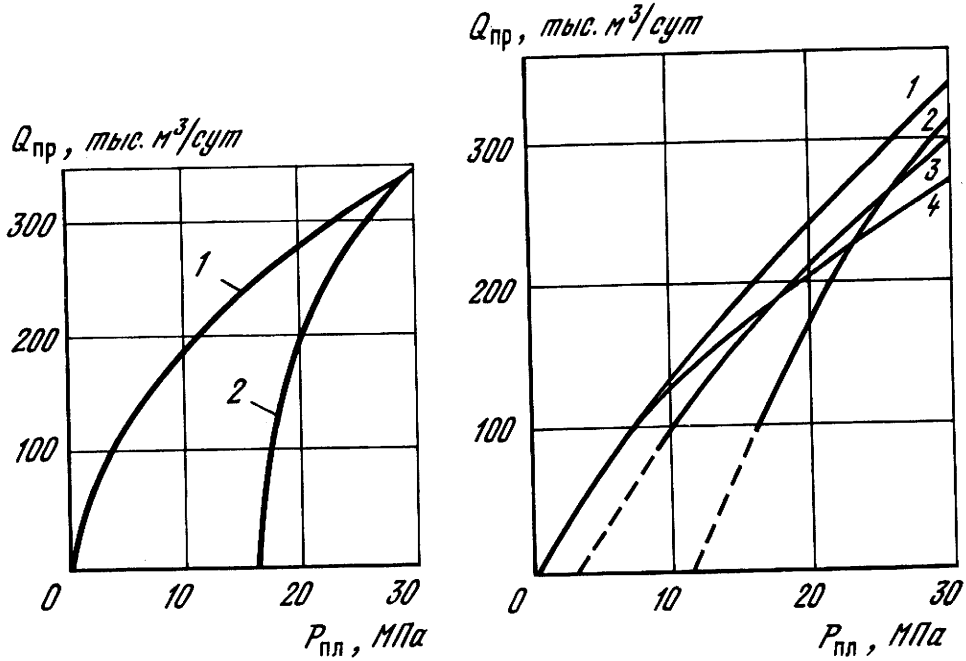


Рис. 203. Зависимости $Q_{пр}$, соответствующего $h_{оп}$, от $P_{пл}$ при неподвижном (*1*) и подвижном (*2*) контакте газ–вода

Рис. 204. Зависимости $Q_{пр}$ от $P_{пл}$ для различных значений параметра анизотропии ν
1 – при ν =1 и h_0 = 50 м; *2–4* – соответственно, при ν = 1; 0,5; 0,1 и $h(t)$

Для заданной величины вскрытия пласта $h_{вс}$ изменение газонасыщенной толщины в результате подъема контакта газ–вода приводит к обводнению газовой скважины. Характер изменения $Q_{пр}$, соответствующего максимуму кривых $Q_{пр}$ от $P_{пл}$ при неподвижном (кривая *1*) и подвижном (кривая *2*) контактах, показан на рис. 203. Из кривой 2 видно, что при заданном $h_{вс}$ по мере снижения пластового давления и подъема контакта газ–вода Q резко снижается, и по достижении условия $h(t) = h_{вс}$ скважина обводняется. Для избежания обводнения скважины в процессе разработки необходимо синхронно с изменением $h(t)$ изменить и вскрытую толщину пласта $h_{вс}$. Только тогда скважина будет эксплуатироваться до полного истощения залежи.

Предельный безводный дебит скважины, вскрывшей анизотропный пласт с подошвенной водой при подвижном контакте газ–вода, будет определяться формулой

$$Q_{пр}(t) = \frac{a^*(t) R_c \bar{h}(t) Q^*(t) \ln \bar{R}}{2b^*(t)}, \tag{52.8}$$

где

$$Q^*(t) = -1 + \sqrt{1 + \frac{k_0''(t)x(t)}{\bar{h}(t)\ln \bar{R} \ln\left[\left[\bar{R}^{\nu} - x(t)\right]/\bar{h}(t)\right]}}, \tag{53.8}$$

$$k_0''(t) = 4b^*(t)\nu D(t)/\alpha^{*2}(t)R_c; \quad x(t) = 1 - \bar{h}(t). \tag{54.8}$$

По формуле (52.8) рассчитывались $Q_{пр}(t)$ скважины с исходными данными $P_{пл.н}$ = = 30 МПа; h_0 = 50 м; $R_к$ = 500 м; $R_с$ = 0,1 м; $a_{ис}$ = 0,0056; $b_{ис}$ = 0,58 · 10^{-4}; $\upsilon_н$ = = 5,81 · 10^6 м³; $\alpha_г$ = 0,74; m = 0,2; $\mu_в$ = 1,0 мПа · с при относительных к запасам отбора газа $Q_{доб}(t)$ = 0,195; 0,39; 0,585 и 0,78 и параметрах анизотропии ν = 1,0; 0,5 и

0,1. Последовательность расчета $Q_{пр}$ аналогична порядкам, используемым при определении $Q_{пр}(t)$ от $\bar{h}$ для изотропного пласта и подвижного контакта газ–вода. Результаты расчетов показаны на рис. 204, из которого видно, что независимо от величины параметра анизотропии ν при снижении $P_{пл}$ и уменьшении $h(t)$ $Q_{пр}$ снижается. С уменьшением вертикальной проницаемости $k_в$ или параметра анизотропии ν $Q_{пр}$ уменьшается.

Это означает, что уменьшение доли дебита за счет подтока из не вскрытой части пласти происходит в результате ухудшения вертикальной проницаемости пласта. В конечном счете при существенном снижении вертикальной проницаемости безводный дебит по величине стремится к дебиту скважины, вскрывшей пласт толщиной $h_{вс}$, где имеет место только плоскорадиальная фильтрация газа к скважине. Такой вывод полностью подтверждается для ν = 0,01, когда подъем контакта газ–вода при относительном отборе 0,78 от запасов составляет всего Δh = 0,33 м. Полученный метод справедлив для несовершенной по степени вскрытия скважины, вскрывшей анизотропный пласт. Однако для определения $Q_{пр}$ рекомендуемая формула дает весьма приближенные результаты, так как при уменьшении вертикальной проницаемости создаются условия для увеличения депрессии на пласт. Из полученной зависимости следует, что при снижении параметра анизотропии ν наиболее выгодным является полное вскрытие пласта.

8.4.4. Возможности увеличения предельного безводного дебита газовых скважин

Сохранение величины предельного безводного дебита газовых скважин (вскрывших изотропные и анизотропные пласты с подошвенной водой), установленного в стадии проектирования, и разработка методов его увеличения – одна из актуальных задач проектирования разработки газовых месторождений. Предполагаются два способа увеличения $Q_{пр}$:

– путем отыскания оптимальной величины вскрытия газоносного пласта, соответствующей максимальному безводному дебиту скважины, с учетом свойств пористой среды и насыщающих ее жидкостей и газов;

– путем создания искусственных непроницаемых экранов между контактом газ–вода и нижним интервалом перфорации.

8.4.4.1. Увеличение предельного безводного дебита путем отыскания величины оптимального вскрытия газоносного пласта с подошвенной водой

Известно, что степень вскрытия пласта существенно влияет на производительность газовой скважины. Чем меньше степень вскрытия, тем больше величина коэффициентов несовершенства. При небольших степенях вскрытия пласта влияние несовершенства на производительность существеннее, чем влияние депрессии на пласт. Поэтому естественно, что существует некоторая величина вскрытия, зависящая от параметров пласта и свойств газа и воды, при которой скважина дает максимальный безводный дебит.

Из кривых зависимостей $Q_{пр}$ от $\bar{h}$, построенных для изотропного и анизотропного пластов с неподвижным и подвижным контактами газ–вода, видно, что на всех кривых имеется точка, соответствующая максимальному значению $Q_{пр}$. Значение $\bar{h}$ в этих точках соответствует оптимальной величине вскрытия пласта. Величину $h_{вс.оп}$ можно определить двумя способами – аналитическим и графоаналитическим.

8.4.4.2 Аналитический способ определения величины оптимального вскрытия пласта

Для аналитического определения величины оптимального вскрытия пласта $h_{вс.оп}$ необходимо каждую из формул (31.8), (36.8), (41.8), (46.8) продифференцировать по h и приравнять полученные уравнения к нулю, решить относительно h. Полученные при этом формулы позволяют определить $h_{вс.оп}$ только численно. Простые расчетные формулы, не требующие применения ЭВМ для определения $h_{вс.оп}$, возможны только при более приближенном решении задачи о предельном безводном дебите газовой скважины, вскрывшей пласт с подошвенной водой. Анализ расчетных формул показал, что формулу для определения $h_{вс.оп}$ можно получить при осреднении толщины газоносного пласта в виде $h_{ср} = (h + h_{вс})/2$ в целом по пласту, а целесообразнее – в призабойной зоне и при замене ΔP^2, определяемого по формуле (27.8), формулой (38.8). При отмеченных выше условиях оптимальную величину вскрытия можно приближенно определить по формуле

$$h_{вс.оп} = 0,55\left\{0,6h + \frac{a^{*2}\eta}{b^{*}P_{пл}g(\rho_в - \rho_г)} - \sqrt{\left[0,6h + \frac{a^{*2}\eta}{b^{*}P_{пл}g(\rho_в - \rho_г)}\right]^2 - 0,36h^2}\right\}. \qquad (55.8)$$

8.4.4.3. Графоаналитический способ определения величины оптимального вскрытия пласта

Возникающие при определении $h_{вс.оп}$ аналитическим способом трудности для получения простых расчетных формул и необходимость принятия при этом дополнительных допущений снижают точность искомой величины. Поэтому целесообразно определить $h_{вс.оп}$ графоаналитическим методом. Сущность графоаналитического метода заключается в следующем: по формулам (31.8), (36.8), (41.8), (46.8) и (52.8), предложенным для определения $h_{вс.оп}$ газовой скважины, которая вскрыла изотропный и анизотропный пласты с неподвижным и подвижным контактами газ–вода, определяют предельные безводные дебиты, задаваясь значениями относительного вскрытия пласта в интервале $0 \leqslant \bar{h} \leqslant 1,0$.

Затем строят зависимости $Q_{пр}$ от $\bar{h}$ аналогично кривым, показанным на рис. 200 и 201. Проводят касательную, параллельную оси $\bar{h}$ и от точки касания этой прямой с кривой $Q_{пр}$ от $\bar{h}$ проводят линию, параллельную оси $Q_{пр}$.Значение $\bar{h}$ в точке пересечения этой прямой с осью $\bar{h}$ соответствует оптимальной величине вскрытия $h_{вс.оп}$ от параметра K_0. Оно рассчитано по формуле для изотропного пласта (36.8) при неподвижном контакте газ–вода и показано на рис. 205. Как видно из этого рисунка, темп роста h вначале более интенсивен, чем при бо́льших значениях K_0. Предлагаемый метод определения оптимальной величины вскрытия рекомендуется для обоснования вскрытия изотропных и анизотропных газоносных пластов с подошвенной водой при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

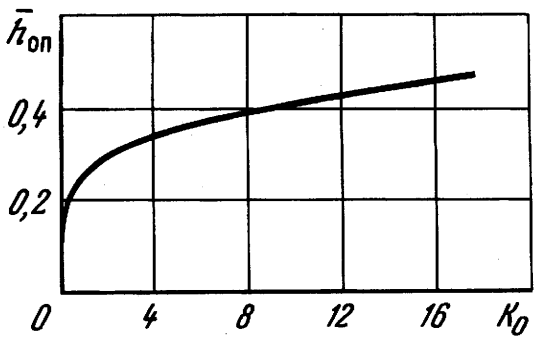


Рис. 205. Зависимость величины оптимального вскрытия пласта $\bar{h}_{оп}$ от параметра K_0

8.4.4.4. Определение величины оптимального вскрытия пласта на стадии проектирования газовых и газоконденсатных месторождений

При проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений величина вскрытия газоносного пласта выбирается интуитивно на базе имеющихся геолого-промысловых данных из-за отсутствия методики обоснованного определения величины $h_{вс.оп}$. Предложенные аналитический и графоаналитический методы определения $h_{вс.оп}$ позволяют заблаговременно рекомендовать оптимальную величину вскрытия в проектных эксплуатационных скважинах в зависимости от их размещения на площади газоносности. Практически все газовые и газоконденсатные месторождения имеют определенную геометрическую форму и относятся в основном к пластовому, массивному или смешанному типу залежей. При составлении проекта разработки, как правило, известны углы наклона залегания газоносных пластов и имеются карты изопахит.

При угле наклона зелегания кругового изотропного пласта массивного типа или при контурной части залежи пластового типа β (рис. 20б) толщина газонасыщенной части пласта от контура газоносности до купола массивной залежи будет определяться формулой

$$h(R) = (R_{к.г} - R)\operatorname{tg}\beta, \tag{56.8}$$

где $R_{к.г}$ – радиус внешнего контура газоносности; R – переменный радиус. При $R = R_{к.г}$ толщина газоносного пласта равна нулю. Если месторождение имеет форму эллипсоида с разными углами наклона вдоль продольной и поперечной осей, то изменение $h(R)$ следует определить по направлениям, где предусмотрено размещение проектных скважин.

Оптимальная величина вскрытия пласта в проектных скважинах может быть приближенно определена по формуле

$$h_{вс.оп} = 0,55\{0,6(R_{кг} - R)\operatorname{tg}\beta + \\ + \frac{\alpha^{*2}\eta}{b^{*}P_{пл}g(\rho_в - \rho_г)} - \sqrt{\left[0,6(R_{кг} - R)\operatorname{tg}\beta + \frac{a^{*2}\eta}{b^{*}P_{пл}g(\rho_в - \rho_г)}\right]^2 - 0,36\left[(R_{кг} - R)\operatorname{tg}\beta\right]^2}\Bigg\} \tag{57.8}$$

или графоаналитическим способом, с помощью формул (31.8), (36.8), (41.8), (46.8) и (52.8). В частности, для определения $h_{вс.оп}$ графоаналитическим способом при вскрытии изотропного пласта с подошвенной водой по формуле (40.8) необходимо вместо K_0 и $\bar{h}$ подставлять их значения, используя формулы

$$\bar{h} = h_{вс} / (R_{к.г} - R)\operatorname{tg}\beta; \quad K_0 = 4b^{*}(R_{к.г} - R)\operatorname{tg}\beta \cdot 2P_{пл}g(\rho_в - \rho_г) / \eta R_e a^{*2}. \tag{58.8}$$

Задаваясь значениями R при известных β и $R_{к.г}$ или $R_{к.г}(t)$ и подвижном контакте газ–вода, нетрудно определить h на различных от центра залежи расстояниях.

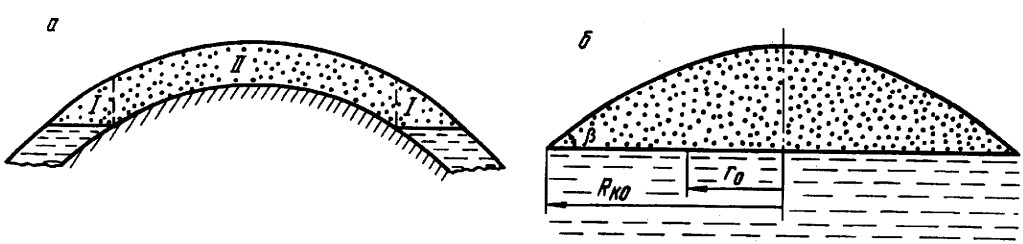


Рис. 20б. Схема газовых месторождений с переменной газоносной толщиной
а – пластовая залежь с переменной толщиной в приконтурной части в области *I*; *б* – массивная залежь. Пояснение см. в тексте

8.4.4.5. Изменение величины оптимального вскрытия пласта в процессе разработки залежи

Подъем контакта газ–вода в процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений приводит к непрерывному уменьшению газонасыщенной толщины пласта. Поэтому при расчетах $Q_{пр}$ при подвижном контакте газ–вода вместо h используют текущее значение газонасыщенной толщины $h(t)$. Для заданного вскрытия пласта $h_{вс}$ уменьшение газонасыщенной во времени толщины приводит к увеличению относительного вскрытия $h(t) = h_{вс}/h(t)$. Поэтому величина вскрытия, являющаяся в начале разработки оптимальной, становится неоптимальной.

В процессе разработки в результате подъема контакта значение $Q_{пр}$ сходится с $h_{оп}$ и перемещается вправо от оптимума, что приводит к резкому снижению предельного безводного дебита скважины. Если учесть, что на оптимальную величину вскрытия изменение пластового давления влияет мало, то становится очевидным существенное изменение $h_{вс.оп}$ только в результате изменения положения контакта газ–вода. На рис. 207 показан характер изменения $h_{вс.оп}$ во времени, рассчитанного по данным табл. 106. Как видно из рис. 207, с увеличением t, т.е. с уменьшением $h(t)$, установленный вначале $h_{вс.оп}$ растет и стремится к $\bar{h} = 1$. При подъеме контакта газ–вода установленная вначале $h_{вс.оп}$ через некоторое время оказывается в обводненной зоне, и поэтому безводный дебит равен нулю. Это означает, что каждой текущей толщине газоносного пласта $h(t)$ соответствует своя оптимальная величина вскрытия. При этом для заданного с неизменными, кроме толщины, параметрами пласта оптимальная величина вскрытия при учете изменения $h(t)$ остается постоянной, как это показано кривой 2 на рис. 207. Установленный характер изменения $h_{вс.оп}(t)$ представляет большой практический интерес. Полученные выводы указывают на необходимость синхронного с подъемом контакта газ–вода уменьшения вскрытой толщины пласта с целью обеспечения оптимальности вскрытия в течение всего периода разработки залежи.

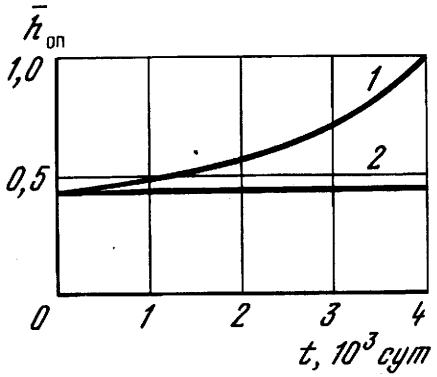


Рис. 207. Характер изменения первоначальной $\bar{h}_{оп}$ при подъеме контакта газ–вода в процессе разработки от t
1 – $h_{оп}/h(t)$; *2* – $h_{оп}(t)/h(t)$

8.4.4.6. Увеличение предельного безводного дебита газовых скважин путем создания искусственного непроницаемого экрана

Создание искусственного экрана между нижним интервалом перфорации и контактом газ–вода затрудняет прорыв в скважину конуса воды, вершина которого находится непосредственно под дном. Уровень контакта газ–вода даже на небольшом расстоянии от ствола скважины намного ниже, чем непосредственно у ствола, что связано с распределением давления в пласте работающей скважины. Следовательно, создание искусственного непроницаемого экрана позволило бы существенно снизить опасность обводнения, продлить продолжительность безводной эксплуатации скважины и значительно увеличить предельной безводный дебит.

Приток газа к скважине с непроницаемым экраном под нижним интервалом перфорации схематично показан на рис. 208, согласно которому область фильтрации газа условно делится на два участка. На первом участке имеет место установившаяся

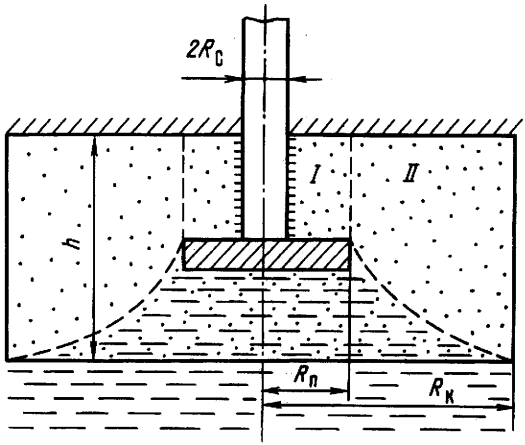


Рис. 208. Схема скважины с непроницаемым экраном, вскрывшей газоносный пласт с подошвенной водой

Пояснение см. в тексте

фильтрация газа в пласте с постоянной толщиной, равной $h_{вс}$, в интервале от $R_с$ до внешней границы непроницаемого экрана (перегородки) радиусом $R_п$, на втором – установившаяся фильтрация газа к несовершенной укрупненной скважине радиусом $R_п$, где характер изменения толщины газоносного пласта принимается гиперболическим и определяется формулой из [4]. Из принятого условия следует, что конус воды должен быть ниже границы раздела газ–вода на втором участке и ниже верхней поверхности непроницаемого экрана (перегородки) на первом участке. Тогда для укрупненной несовершенной скважины радиусом $R_п$ безводный дебит будет аналогичен решению, полученному в виде формулы

$$Q_{пр} = a^* Q^* R_п / 2b^*, \tag{59.8}$$

где

$$Q^* = \bar{h} \ln \frac{\bar{R}_п}{\bar{h}} \left[-1 + \sqrt{1 + K_0 x / \bar{h} (\ln \bar{R}_п / \bar{h})^2} \right]; \quad \bar{R}_п = R_к / R_п; \quad K_0 = 4b^* D / a^{*2} R_п. \tag{60.8}$$

Допустимая депрессия на пласт в данном случае задается на стенке укрупненной скважины радиусом $R_п$. Это означает, что в зависимости от радиуса непроницаемой перегородки депрессия на забое реальной скважины может быть в несколько раз больше депрессии на забое укрупненной фиктивной скважины. Значения a^* и b^* определяются формулой (34.8). При известных величинах $a_{ис}$ и $b_{ис}$ значения a^* и b^* определяются формулами

$$a^* = a_{ис} / \ln \bar{R}; \quad b^* = b_{ис} R_с. \tag{61.8}$$

Рассчитанный по формуле (59.8) $Q_{пр}$ притекает к реальной скважине через первый участок. Приток газа на первом участке описывается формулой

$$P_{R_п}^2 - P_з^2 = a_1^* Q_{пр} \ln R_п / R_с + b_1^* Q_{пр}^2 (1/R_с - 1/R_п), \tag{62.8}$$

где

$$a_1^* = \mu Z P_{ат} T_{пл} / \pi k h_{вс} T_{ст}; \quad b_1^* = \rho_{ат} P_{ат} Z T_{пл} / 2\pi^2 l h_{вс}^2 T_{ст}. \tag{63.8}$$

Суммируя соответственно формулы (59.8) и (62.8), получим приток газа к скважине, вскрывшей изотропный пласт с подошвенной водой, с искусственным непроницаемым экраном между нижним интервалом перфорации и контактом газ–вода:

$$P_{пл}^2 - P_з^2 = a^* Q_{пр} \left[\ln \frac{\bar{R}_п - x}{\bar{h}} + \frac{1}{\bar{h}} \ln \bar{R}_п \right] + \frac{b^* Q_{пр}^2}{R_п} \left[\frac{1}{\bar{h}} - \frac{1}{\bar{R}_п - x} - \frac{\bar{R}_п - 1}{\bar{h}} \right], \tag{64.8}$$

откуда

$$Q_{пр} = \frac{-a + [a^2 + 4b\Delta P^2]^{0,5}}{2b}, \tag{65.8}$$

где

$$a = a^*\left(\ln\frac{\overline{R}-x}{\overline{h}} + \frac{1}{\overline{h}}\ln\overline{R}_{\text{п}}\right); \quad b = b^*\left(\frac{1}{\overline{h}} - \frac{1}{\overline{R}-x} + \frac{\overline{R}_{\text{п}}-1}{\overline{h}}\right)/R_{\text{п}}. \tag{66.8}$$

Дебит $Q_{\text{пр}}$, определенный по формуле (65.8), значительно превышает предельный безводный дебит скважины без непроницаемого экрана. По формуле (65.8) при исходных данных скважины $P_{\text{пл}}$ = 30 МПа; h = 50 м; $R_{\text{к}}$ = 500 м; $R_{\text{с}}$ = 0,1 м; $a_{\text{ис}}$ = = 0,0056; $b_{\text{ис}} = 0{,}58 \cdot 10^{-4}$ и $\overline{h}$ = 0,1–1,0 рассчитывались $Q_{\text{пр}}$ для $R_{\text{п}}$ = 1,0; 5,0; 10,0; 25 и 50 м.

Результаты расчетов показывают (рис. 209), что с увеличением радиуса непроницаемого экрана дебит скважины существенно увеличивается. Характер изменения величины $Q_{\text{пр}}$, соответствующей оптимальной величине вскрытия, от радиуса непроницаемого экрана $R_{\text{п}}$ показан на рис. 209, из которого видно, что изменение $R_{\text{п}}$ от $R_{\text{с}}$ до 50 м приводит к увеличению $Q_{\text{пр}}$ от 340 до 2800 тыс. м^3/сут, т.е. к росту $Q_{\text{пр}}$ в 8,2 раза. Изменение $Q_{\text{пр}}$, соответствующих $h_{\text{вс.оп}}$, существенно в области $R_{\text{с}} \leqslant R_{\text{п}} \leqslant$ 10 м. Далее темп роста $Q_{\text{пр}}$ снижается. Поэтому наиболее целесообразно считается создание искусственных непроницаемых экранов радиусом до 10 м.

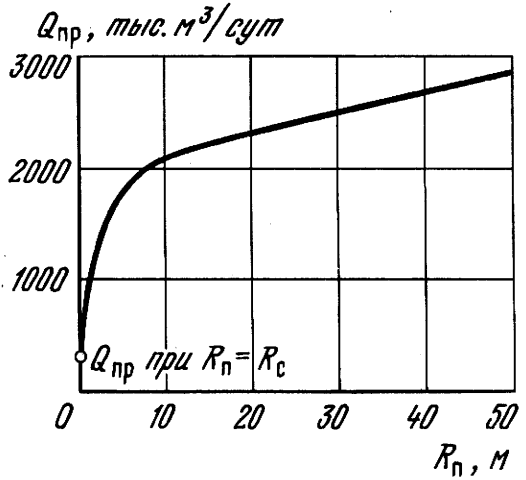


Рис. 209. Зависимость $Q_{\text{пр}}$, соответствующего $\overline{h}_{\text{оп}}$, от радиуса непроницаемого экрана $R_{\text{п}}$

Технология создания искусственных непроницаемых экранов зависит от геологических данных газоносного пласта и свойств используемой изолирующей жидкости. Изоляционные работы в обводненных нефтяных скважинах проводятся с давних времен, и поэтому выбор соответствующих, проверенных практикой изолирующих жидкостей не вызывает трудностей, в частности создание экрана радиусом в несколько метров в однородном пласте.Разработан также вопрос, связанный с технологией и техникой закачки изолирующей жидкости. Качество работ по изоляции зависит от фильтрационных свойств пористой среды. Выбор изолирующей жидкости, в частности специальных смол, используемых для закупорки пластов, следует производить с учетом коллекторских свойств газоносного пласта. Для закупорки пластов и крепления призабойных зон скважин, вскрывших слабоустойчивые коллекторы, можно использовать фенолформальдегид, алкид, винил и др. Непроницаемый экран можно создать и путем проведения направленного гидроразрыва с последующим заполнением образовавшейся трещины изолирующей жидкостью.

Для создания непроницаемого экрана необходимо определить объем и размеры экрана. Целесообразнее создавать перегородки радиусом не более 10 м. Толщина непроницаемого экрана для заданных геометрических параметров пласта практически не влияет на величину допустимой депрессии на пласт и на $Q_{\text{пр}}$.

При максимальной толщине непроницаемого экрана (перегородки), равной $h_{\text{п}}$ =

$= h - h_{вс}$, объем пласта, подлежащий заполнению смолами, определяется формулой

$$\upsilon = \pi h_{п}(m\alpha_{г}R_{п}^{2} - R_{с}^{2}), \tag{67.8}$$

где $h_{п}$ – толщина непроницаемого экрана; m – пористость пласта; $\alpha_{г}$ – газонасыщенность; $R_{п}$, $R_{с}$ – соответственно радиусы экрана и скважины.

По возможности толщину непроницаемого экрана можно свести к минимуму. Приемистость скважины с учетом изменения проницаемости пласта от давления можно вычислить по формуле

$$Q_{ж} = 2\pi kh_{п}\left[1 - \exp(\alpha P_{3} - P_{пл})\right] / \alpha\mu_{ж} \ln \overline{R}, \tag{68.8}$$

где k – проницаемость; $\mu_{ж}$ – вязкость закачиваемой жидкости; α – коэффициент, характеризующий зависимость проницаемости от давления; $h_{п}$ – толщина закачиваемого интервала. При известном $Q_{ж}$ радиус непроницаемого экрана будет

$$R_{п} = \left[Q_{ж}t / \pi m\alpha_{г}(h - h_{вс}) + R_{с}^{2} / m\alpha_{г}\right]^{0,5}. \tag{69.8}$$

Определенный по формуле (69.8) радиус непроницаемого экрана может быть использован только в однородных пластах. Отклонение от цилиндрической формы экрана возможно в неоднородных по площади и по толщине пластах. Поэтому при выборе интервала создания непроницаемого экрана и объема закачиваемой жидкости необходимо учесть возможные отклонения формы экрана от цилиндрической.

8.5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРИ НАЛИЧИИ В СОСТАВЕ ГАЗА КОРРОЗИОННО-АКТИВНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Одним из основных факторов, влияющих на технологический режим эксплуатации газовых скважин, является наличие коррозионно-активных компонентов в составе газа и пластовой воды. К коррозионно-активным компонентам в газе относятся углекислота, сероводород, ртуть и др. При наличии влаги в продукции скважины CO_2 и H_2S вступают с металлами в химическую реакцию и вызывают коррозию скважинного оборудования. Наличие органических кислот – муравьиной, уксусной, пропиновой и др. – в пластовой воде также вызывает коррозию металла. Интенсивность коррозии зависит от давления и температуры среды, концентрации агрессивных компонентов в газе, количества влаги в продукции скважины, характеристики металлов скважинного и промыслового оборудования, конструкции скважины, степени и характера минерализации воды, состава конденсата, режима движения газожидкостного потока и др. В целом процесс коррозии на газодобывающих объектах связан с большим числом отдельных и взаимосвязанных факторов, детальное изучение которых является весьма сложной задачей.

Учет всех факторов, влияющих на технологический режим эксплуатации скважины при наличии коррозионно-активных компонентов в газе, практически невозможен. Поэтому для выбора технологического режима таких скважин целесообразно рассмотреть основные факторы, вызывающие интенсивную коррозию оборудования и приводящие к ограничению их производительности. К таким факторам относятся: концентрация коррозионно-активного компонента в газе; давление и температура среды; минерализация воды; режим и скорость потока; техническая характеристика применяемого оборудования. Причем концентрация коррозионно-активного компонента в газе и минерализация воды не регулируются. Поэтому при выборе технологического

режима эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин необходимо исходить из возможности применения коррозионно-стойкого оборудования и установления оптимальных величин давления, температуры и скорости потока по пути движения продукции скважины. При наличии коррозионно-активных компонентов из известных критериев технологического режима эксплуатации газовых скважин приемлемым является режим постоянной скорости потока. Для одноступенчатой фонтанной колонны максимальная скорость потока будет у устья скважины. Режим постоянной скорости потока на устье скважины является менее эффективным и приводит к интенсивному увеличению числа скважин при заданном годовом отборе из месторождения. Поэтому приемлемость такого режима должна устанавливаться путем сравнения различных вариантов, осуществимых при наличии коррозионно-активных компонентов в составе газа, в частности с закачкой ингибитора в скважину, использованием оборудования в коррозионно-стойком исполнении, изменением конструкции скважины в процессе разработки и др. Оптимальный технологический режим эксплуатации скважин в условиях коррозии оборудования устанавливается путем сопоставления технико-экономических показателей различных вариантов.

8.5.1. Влияние углекислого газа на процесс коррозии

Связь между интенсивностью коррозии и агрессивностью среды, вызванной наличием CO_2, устанавливается парциальным давлением углекислоты и кислотностью водного концентрата. К настоящему времени предложено несколько критериев, связывающих интенсивность коррозии с величиной парциального давления CO_2.

В частности, предложены три категории интенсивности коррозии: весьма незначительная коррозия – при парциальном давлении $CO_2 < 0{,}05$ МПа; возможная коррозия, но существенно зависящая от температуры и других параметров среды – при парциальном давлении 0,05–0,2 МПа; интенсивная коррозия – при парциальном давлении > 0,2 МПа. Проведенные исследования показывают, что, кроме парциального давления CO_2, интенсивность коррозии зависит от температуры газа и кислотности воды pH. С учетом перечисленных параметров газа и воды месторождения Краснодарского края по их коррозионной активности разделены на следующие группы:

– сверхвысокая коррозионная активность при парциальном давлении $CO_2 >$ > 0,7 МПа, pH = 5 и скорости коррозии > 4,5 · 10 м$^{-3}$/год;

– повышенная коррозионная активность при парциальном давлении CO_2 0,33–0,7 МПа, pH = 4,8–5,5 и скорости коррозии (2,5–4,5) · 10^{-3} м/год;

– средняя коррозионная активность при парциальном давлении CO_2 0,1–0,3 МПа, pH > 5,5 и скорости коррозии (1–2) · 10^{-3} м/год;

– слабая коррозионная активность при парциальном давлении $CO_2 < 0{,}1$ МПа, pH около 6,5 и скорости коррозии (0,05–0,1) · 10^{-3} м/год.

При составлении данной классификации не учтено влияние температуры на интенсивность углекислотной коррозии. Установлено, что при низких парциальных давлениях CO_2 влияние температуры на скорость коррозии незначительно, а при больших парциальных давлениях весьма существенно. Установлено также, что максимальная интенсивность коррозии достигается при температуре 333–353 К. При изменении температуры от 283 до 353 К и парциального давления CO_2 от 1,0 до 5,0 МПа интенсивность коррозии увеличивается в среднем в 12 раз.

В процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений парциальное давление CO_2 снижается, а объем водного конденсата увеличивается. Поэтому при практически постоянных скорости потока и температуре газа интенсивность коррозии в целом снижается. Анализ мест интенсивных разрушений показывает, что повышенная коррозия характеризуется изменением режима движения и направления потока. Изменение характера режима газожидкостного потока в фонтанных трубах путем

использования уплотнительных колец между торцами труб приводит к снижению интенсивности коррозии в 2 раза. Данные месторождений Краснодарского края показывают, что интенсивность коррозии тройников и катушек составляла в начале разработки этих месторождений (4–7) · 10^{-3} м/год, уплотнительных колец фонтанной арматуры – (7–8) · 10^{-3} м/год, корпусов задвижки – (4–7) · 10^{-3} м/год, внутренней поверхности фонтанных труб – (0,2–1,0) · 10^{-3} м/год и резьбовых соединений этих труб – около 4 · 10^{-3} м/год. Результаты экспериментов показывают, что при заданной концентрации углекислоты увеличение давления среды приводит к увеличению интенсивности коррозии. При углекислотной коррозии существенное значение имеют минерализация и количество поступающей в скважину пластовой воды.

8.5.2. Влияние пластовой воды на коррозию

Количество поступающей в скважину воды при заданной концентрации углекислоты в газе предопределяет кислотность среды. При заданной концентрации CO_2 с увеличением объема воды в продукции скважины кислотность среды pH увеличивается, что приводит к заметному снижению интенсивности коррозии. Опыт работы скважин Березанского, Майкопского и других месторождений с различным количеством воды в их продукции полностью подтвердил отмеченную выше закономерность. При наличии конденсата в газе с высоким парциальным давлением CO_2 присутствие пластовой воды может усилить интенсивность коррозии.

Интенсивность углекислотной коррозии зависит и от солевого состава пластовой воды. Наличие в воде большого количества гидрокарбонатов заметно подщелачивает среду, снижая этим количество углекислоты, а следовательно, и интенсивность коррозии. Анализ данных эксплуатации месторождений Краснодарского края показал, что при известной концентрации CO_2 в газе поступление пластовой воды щелочного характера снижает интенсивность углекислотной коррозии. Воды жесткого характера меньше влияют на процесс углекислотной коррозии, чем щелочные. В условиях высоких температур и давлений присутствие в пластовой воде органических кислот при наличии в газе углекислоты является одной из основных причин, усиливающих интенсивность коррозии скважинного и промыслового оборудования.

8.5.3. Влияние сероводорода на процесс коррозии

Наиболее агрессивным компонентом в составе природного газа, вызывающим интенсивную коррозию скважинного и промыслового оборудования, является сероводород. Значительное количество сероводорода содержится в газе Оренбургского, Карачаганакского, Астраханского, Урта-Булакского, Хаузанского, Денгизкульского и других месторождений СНГ. Характерная черта сероводородной коррозии – растрескивание металла. При наличии водного раствора сероводорода большинство сталей при напряженном состоянии быстро разрушаются. Воздействие сероводорода на металл в присутствии воды приводит к образованию сульфида железа и атомарного водорода, часть которого проникает в металл и делает его хрупким и непрочным. Содержание во влажном газе сероводорода более 0,005 г/м^3 способствует заметной коррозии оборудования. Основным фактором, определяющим интенсивность сероводородной коррозии, является парциальное давление сероводорода в газе. С увеличением температуры среды при заданной концентрации H_2S интенсивность коррозии увеличивается. Проведенные наблюдения за интенсивностью коррозии, вызванной наличием сероводорода в газе, привели к неоднозначному выводу о характере интенсивности сероводородной коррозии с увеличением температуры. Отмечено, что при снижении температуры общая коррозия увеличивается. Несмотря на многочисленность выполненных работ, влияние различных факторов на сероводородную коррозию изучено недостаточно. Это связано с тем, что большинство работ посвящено иссле-

дованию отдельных образцов металлов или сплавов при весьма ограниченном числе других факторов, влияющих на интенсивность сероводородной коррозии. Установлено, что с ростом прочности металла на разрыв и текучесть, опасность сульфидного растрескивания металла увеличивается.

Значительно сложнее изучение степени и характера коррозии при наличии в газе одновременно сероводорода и углекислого газа. На газовых месторождениях Западного Узбекистана, Восточной Туркмении содержания в объемных процентах сероводорода и углекислого газа примерно одинаковы (2–5 об.%). При определенном парциальном давлении CO_2 его разрушающая способность может быть сравнима с коррозией, вызванной сероводородом. При равном содержании CO_2 и H_2S влияние углекислого газа на интенсивность коррозии по сравнению с коррозией, вызванной сероводородом, невелико. Экспериментальные исследования, проведенные на месторождениях Урта-Булак и Денгизкуль, с образцами различных марок сталей показали, что на этих месторождениях, несмотря на примерно равное содержание в составе газа CO_2 и H_2S, разрушение образцов происходит в результате действия сероводородной коррозии.

8.5.4. Влияние скорости потока на интенсивность коррозии

Экспериментальные исследования и промысловые наблюдения показывают, что при известной концентрации коррозионно-активного компонента – углекислоты, сероводорода, ртути и др. – одним из основных факторов, влияющих на интенсивность коррозии, является скорость потока газа. В отличие от таких факторов, как концентрация коррозионно-активного компонента, количество влаги в продукции скважины, содержание органических кислот в воде, давление, температура и др., скорость потока является регулируемым фактором. По составу пластового газа и воды, по продуктивной характеристике газоносных коллекторов нетрудно выбрать такую конструкцию эксплуатационных скважин, которая обеспечит необходимую скорость потока газа, ограничивающую интенсивность коррозии. Величина скорости потока, обеспечивающей оптимальный технологический режим эксплуатации газовых скважин при наличии коррозионно-активных компонентов в ее продукции, изучена не полностью. Поэтому отсутствуют определенные критерии, связывающие скорость потока с интенсивностью коррозии.

Доказано только, что с увеличением скорости потока интенсивность коррозии растет.

Например, для скважин месторождений Краснодарского края величина критической скорости потока принята равной 11,0 м/с. Эта величина не исключает коррозию в целом, но при скорости потока меньше или равной этой интенсивность коррозии значительно ниже, чем при скоростях, превышающих 11,0 м/с. Критическую величину скорости, найденную для некоторых месторождений Краснодарского края, нельзя распространять и на другие месторождения СНГ, так как даже при одинаковой концентрации коррозионно-активного компонента существует достаточно много других факторов, которые в определенной степени влияют на величину критической скорости потока. В каждом конкретном случае необходимо устанавливать для рассматриваемого месторождения свою критическую скорость потока, учитывая конструкцию и производительность скважин. Изменение скорости потока в стволе скважины зависит от ее конструкции, давления и температуры. В качестве критерия необходимо использовать скорость потока у устья, величина которой не должна превышать критическую. Если в скважину опущена комбинированная колонна, то по известному дебиту скважины, длине и диаметру фонтанных труб, а также по давлению и температуре газа на устье определяем давление на переходном сечении. Затем, зная диаметр нижней части комбинированной колонны, по формуле (70.8) определяем величину скорости. При этом P_y, T_y и Z_y заменяют на соответствующие величины для

данной глубины. В целом в зависимости от выбранной конструкции фонтанной колонны, величины давления, температуры на устье и переходном сечении, а также от дебита скважины возможны следующие варианты: критическая скорость достигает своего значения на сечении перехода от одного диаметра к другому или у устья скважины; скорость не достигает своего критического значения по стволу.

Из изложенного следует, что основная цель при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений с коррозионно-активным компонентом в составе газа сводится к установлению такого технологического режима эксплуатации и к выбору такой соответствующей конструкции фонтанной колонны, при которых скорость потока всегда меньше критической по всей длине ствола скважины. При этом предполагается, что при разработке данного месторождения отсутствуют другие, более приемлемые варианты разработки залежи. Примером названного случая является наличие паров ртути в составе пластового газа и отсутствие в настоящее время апробированных ингибиторов в борьбе с ртутной коррозией.

При заданной скорости потока интенсивность коррозии зависит от режима газожидкостного потока и условий, вызывающих конденсацию паров воды и конденсата. Если фонтанные трубы гладкие и структура потока не меняется в местах стыковки труб, то интенсивность коррозии увеличивается по мере увеличения скорости потока. При этом по мере снижения давления и температуры потока от забоя к устью скважины увеличивается и конденсация паров воды. Для заданной концентрации коррозионно-активного компонента с увеличением количества конденсационной воды при одинаковых скоростях потока интенсивность коррозии уменьшается. На интенсивность коррозии существенно влияет абразивный процесс, вызываемый твердыми частицами, выносимыми потоком газа. В значительной степени интенсивность коррозии зависит от напряженного состояния фонтанных труб и характеристики металла, из которого они изготовлены.

В настоящее время аналитическая зависимость между интенсивностью коррозии и факторами, вызывающими коррозию, – концентрацией агрессивного компонента в газе, количеством влаги, температурой и давлением, характеристиками применяемых металлов и степенью их напряжения, скоростью потока – не установлена, поэтому она на каждом месторождении должна быть установлена экспериментально. В зависимости от полученных результатов разрабатываются мероприятия по снижению интенсивности коррозии путем применения антикоррозионных ингибиторов, выбора соответствующей марки металла с коррозионно-стойкой характеристикой, снижения скорости потока и напряжения промыслового и скважинного оборудования и др.

Целесообразность проведения различных мероприятий по увеличению производительности газовых скважин при наличии в составе газа коррозионно-активных компонентов обосновывается технико-экономическими расчетами.

8.5.5. Установление технологического режима эксплуатации скважин при наличии в газе коррозионно-активных компонентов

При определении основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений с коррозионно-активным компонентом в составе газа необходимо установить критическую величину скорости потока. Сложность механизма коррозии, связанного с физическими, химическими и термогидродинамическими процессами, не позволяет установить приемлемую для практических расчетов аналитическую связь между интенсивностью коррозии и составом движущегося потока, изменением давления, температуры, скоростью, заданной конструкцией и характеристикой металлов, используемых при обустройстве промысла. Это предопределяет необходимость экспериментального определения в промысловых условиях величины критической скорости потока.

При установленной по результатам опытов величине критической скорости дебит скважины определяется по формуле

$$Q_{кр} = \frac{\upsilon_{кр} d^2 P_у}{0,052 T_у Z_у}, \tag{70.8}$$

где $\upsilon_{кр}$ – критическая скорость потока, превышение которой приводит к резкому увеличению интенсивности коррозии, м/с; d – внутренний диаметр фонтанных труб, 10^{-2} м; $P_у$ – устьевое давление, МПа; $T_у$ – устьевая температура, К; $Z_у$ – коэффициент сжимаемости газа при $P_у$ и $T_у$.

Для заданных скорости $\upsilon_{кр}$ и конструкции скважины изменение дебита газа во времени связано с изменением $P_у$, $T_у$, и $Z_у$ в процессе разработки. Таким образом, для поддержания технологического режима эксплуатации скважин при постоянной скорости необходимо определить характер изменения $P_у$ во времени. Для этого используем основные уравнения, по которым определяются показатели разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Уравнение материального баланса, используемое для определения текущего пластового давления, имеет вид:

$$\overline{P}_{пл}(t) = \frac{Z\left[\overline{P}_{пл}(t), T_{пл}\right]}{\overline{\alpha}_г \Omega_н - Q_в(t)}\left[\frac{\overline{P}_{пл.н}\overline{\alpha}_г \Omega_н}{Z(\overline{P}_{пл.н}, T_{пл})} - \frac{P_{ат} Q_{доб}(t) T_{пл}}{T_{ст}}\right], \tag{71.8}$$

где $\overline{\alpha}_г$ – коэффициент газонасыщенности порового пространства; $\Omega_н$ – начальный объем порового пространства; $\overline{P}_{пл.н}$ – среднее начальное пластовое давление; $P_{ат}$ – атмосферное давление; $Q_{доб}(t)$ – количество добытого газа за время t; $Z(\overline{P}_{пл.н}, T_{пл})$, $Z[\overline{P}_{пл}(t), T_{пл}]$ – коэффициенты сверхсжимаемости при $\overline{P}_{пл.н}$ и $\overline{P}_{пл}(t)$ соответственно.

При газовом режиме величина $Q_в(t) = 0$, и поэтому уравнение (71.8) принимает вид

$$\overline{P}_{пл}(t) = \frac{\overline{P}_{пл.н} Z[\overline{P}_{пл}(t), T_{пл}]}{Z(\overline{P}_{пл.н}, T_{пл})} - \frac{P_{ат} Q_{доб}(t) T_{пл} Z[\overline{P}_{пл}(t), T_{пл}]}{\overline{\alpha}_г T_{ст} \Omega_н}. \tag{72.8}$$

Найденные в зависимости от режима залежи значения среднего текущего пластового давления для упруговодонапорного режима из уравнения (71.8) или для газового режима из уравнения (72.8) приравниваются к контурному давлению скважин и используются при расчете притока газа к ним, т.е.

$$P^2_{пл}(t) - P^2_з(t) = aQ_{кр} + bQ^2_{кр}. \tag{73.8}$$

Значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений определяются по результатам испытания при стационарных режимах фильтрации.

Для заданной конструкции скважины и дебита, вычисляемого по известным $\upsilon_{кр}$ и $P_у$, забойное давление определяется по формуле

$$P_з = [P^2_у e^{2S} + \theta Q^2_{кр}]^{0,5}, \tag{74.8}$$

где

$$2S = 0,0683\overline{\rho}L / Z_{ср} T_{ср}; \quad \theta = 0,01413 \cdot 10^{-10} \lambda R T^2_{ср} Z^2_{ср} (e^{2S} - 1) / d^5; \tag{75.8}$$

λ – коэффициент гидравлического сопротивления труб; $Z_{ср}$ – коэффициент сверхсжимаемости при $P_{ср}$ и $T_{ср}$; $T_{ср}$ – средняя температура газа в стволе скважины; $\overline{\rho}$ – относительная плотность газа; L – длина фонтанных труб.

Таблица 107

Результаты расчетов основных показателей при заданной скорости потока

Время разработки t, сут	$P_{пл}(t)$, МПа	$P_у(t)$, МПа	$Q_{кр}(t)$, тыс. м^3/сут	$P_з(t)$, МПа	ΔP, МПа
0	15,0	11,0	333	14,4	0,6
730	12,5	9,2	272	12,0	0,5
910	10,0	7,3	213	9,5	0,5
1210	7,5	5,5	152	7,1	0,4
1760	5,0	3,6	100	4,7	0,3
2200	2,5	1,8	48	2,3	0,2

Примечание. $\upsilon_{кр} = 10$ м/с.

Обозначив

$$\alpha = d^2/0{,}052T_yZ_y \tag{76.8}$$

и совместно решая уравнения (70.8), (73.8) и (74.8) с учетом (76.8), получим формулу для определения устьевого давления $P_у(t)$ при заданных скорости потока $\upsilon_{кр}$, параметрах пласта a, b и скважины θ в виде

$$P_у(t) = \frac{-a\alpha\upsilon_{кр} + \sqrt{(a\alpha\upsilon_{кр})^2 + 4[e^{2S} + (b+\theta) + \alpha^2\upsilon_{кр}^2]P_{пл}^2(t)}}{2[e^{2S} + (b+\theta)\alpha^2\upsilon_{кр}^2]}. \tag{77.8}$$

Из формулы (77.8) видно, что при заданных постоянных значениях a, b, θ, $\upsilon_{кр}$ изменение $P_у$ связано в основном со снижением пластового давления в процессе разработки. Найденное таким образом значение $P_у(t)$ во времени используется для определения $Q_{кр}(t)$ по формуле (70.8)

Порядок расчета технологического режима эксплуатации при заданной постоянной скорости, обусловленной наличием в составе газа коррозионно-активного компонента, следующий:

– по возможному или заданному отбору газа из месторождения и по режиму залежи, используя уравнение материального баланса, определяют $P_{пл}(t)$;

– найденное значение текущего среднего пластового давления используют в уравнении притока газа к скважине (73.8);

– используя уравнение движения газа по вертикальным трубам (74.8), значение забойного давления в уравнении (73.8) заменяют устьевым давлением. Кроме того, значение $P_з$ из формулы (70.8) заменяют также устьевым давлением и критической скоростью потока. Полученное при этом уравнение решается относительно $P_у(t)$;

– по формуле (77.8), используя обозначения, выраженные формулами (75.8) и (76.8) при известных $\upsilon_{кр}, a, b, \alpha$ и θ, определяют изменение устьевого давления во времени;

– по известному $P_у(t)$, диаметру фонтанных труб, устьевой температуре, $Z_у$ и $\upsilon_{кр}$ устанавливают режим эксплуатации скважины и ее производительность;

– при наличии ступенчатой колонны фонтанных труб приведенный выше порядок расчета применяют для сечения с критической скоростью на соответствующей глубине.

В соответствии с изложенной методикой при газовом режиме залежи и исходных данных $\upsilon_{кр} = 10$ м/с; $d = 63 \cdot 10^{-3}$ м; $T_у = 300$ К; $L = 1500$ м; $\bar{\rho} = 0{,}6$; $\lambda = 0{,}016$; $a = 0{,}06$ (МПа)^2/(тыс. м^3/сут) и $b = 0{,}0002$ (МПа)^2/(тыс. м^3/сут)^2 рассчитывается характер изменения основных показателей разработки месторождения (табл. 107). Приведенные в табл. 107 данные показывают, что режим постоянной скорости потока в устье приводит к интенсивному снижению дебита скважины.

Выбор более эффективного технологического режима эксплуатации связан с необходимостью применения труб с коррозионно-стойким покрытием, с бурением скважин большого диаметра с целью замены в процессе разработки фонтанных труб меньшего диаметра трубами большего диаметра, а также с использованием ингибиторов коррозии.

В условиях образования песчаной пробки, столба жидкости или гидратообразования технологический режим, обусловленный определенной величиной скорости потока на устье, может оказаться практически непригодным. Поэтому при необходимости выбора режима постоянной скорости потока следует проверять возможность образования гидратов и пробок в стволе скважины. В условиях гидратообразования устьевое давление и температура, получаемые при режиме постоянной скорости на устье, должны быть не меньше, чем равновесные давление и температура гидратообразования.

8.5.6. Влияние атомарной ртути на технологический режим эксплуатации газовых скважин

Атомарная ртуть в составе природного газа встречается не часто. В мире известно несколько газовых месторождений, открытых в отложениях ротлигендеса (свита медистых песчаников), в газах которых имеется атомарная ртуть. Наличие атомарной ртути в незначительном количестве обнаружено в продукции скважин, вскрывших свиту медистых песчаников Шебелинского месторождения. Значительное количество ртути содержится в газе голландского месторождения Гронинген.

Согласно опубликованным данным, в составе газа этого месторождения содержится $180 \cdot 10^{-9}$ г/м^3 ртути. Пластовое давление $P_{пл}$ = 30 МПа, а температура T = 373 К. Парциальное давление ртути значительно ниже давления насыщения, и поэтому предполагается, что в пласте в жидком виде ртуть отсутствует. Получаемая вместе с газом ртуть отделяется от газа на установках низкотемпературной сепарации при $P_с$ = 7,4 МПа и $T_с$ = 261 К, после чего в газе остается около $40 \cdot 10^{-9}$ г/м^3 ртути. Такая концентрация значительно превышает максимально допустимую концентрацию ртути в газе, подаваемом потребителю. Для обеспечения требуемой кондиции газа после установок низкотемпературной сепарации установлено 80 угольных фильтров-сепараторов для дополнительного очищения газа от ртути. Эти фильтры-сепараторы позволяют снизить содержание ртути в газе до $(1–4) \cdot 10^{-9}$ г/м^3, что значительно ниже допустимой концентрации, установленной органами здравоохранения в размере $q \leqslant 12 \cdot 10^{-9}$ г/м^3.

В газе одного из месторождений в отложениях свиты медистых песчаников содержится атомарная ртуть. Основными компонентами газа являются метан, этан, азот и гелий. Газ низкокалорийный и по величине теплотворной способности близок к городскому газу, получаемому из бурого угля. Начальное пластовое давление $P_{пл}$ = 43,0 МПа, а температура T = 399 К. Средняя глубина залегания залежи L = 3400 м. Незначительное содержание углекислого газа исключает возможность углекислой коррозии скважинного и промыслового оборудования.

Получаемая вместе с газом вода в основном относится к конденсационной. Физико-химические свойства пластовой воды изучены по пяти скважинам месторождения, а конденсационной воды – по всем эксплуатируемым скважинам. Пластовая вода высокоминерализованная. Общая минерализация пластовой воды 320–350 г/л, а плотность $\rho_в = 1{,}24 \cdot 10^3$ кг/м^3. По степени минерализации воды, полученной из отдельных скважин, их условно можно разделить на три группы: скважины с чисто конденсационной водой, скважины с незначительной минерализацией, скважины с существенной минерализацией добываемой воды. Анализ состава газа из отдельных скважин и воды, добываемой вместе с газом, имеет весьма важное значение для выявления причин коррозии скважинного и промыслового оборудования. Если интен-

сивная коррозия происходит в скважинах, продукция которых практически не имеет углекислого газа, являющегося коррозионно-активным компонентом, и отсутствует высокоминерализованная вода, способная также вызвать коррозию, то единственной причиной коррозии оборудования является наличие ртути в газе.

Количество ртути, получаемой из скважин, которые расположены на разных частях залежи, колеблется в широких диапазонах, а ртути, добываемой вместе с газом, составляет 86–110 мг/м^3.

Исследованиями установлено, что в пластовой воде содержится 230 мг/м^3 атомарной ртути и 530 мг/м^3 ионной ртути.

Установлено, что содержание ртути в пластовых газах перед началом разработки месторождения изменялось по площади. В частности, в пластовом газе из скв. 1 содержание ртути при $P_{пл}$ = 42, 7 МПа и $T_{пл}$ = 404 К составляет 33,8 · 10^{-6} кг/м^3, из скв. 2 при $P_{пл}$ = 42,6 МПа и $T_{пл}$ = 388 К – 12,9 · 10^{-6} кг/м^3 и из скв. 3 при $P_{пл}$ = = 43,1 МПа и $T_{пл}$ = 401 К – 29,500 · 10^{-6} кг/м^3. Снижение давления и температуры влияет на содержание ртути в газе. Существенное снижение давления приводит к повышению содержания ртути в газе. При одновременном снижении температуры и давления происходит снижение содержания ртути в газе. Поэтому отделение ртути целесообразнее производить, согласно схеме, принятой на месторождении Гронинген, при T = 261 К с использованием угольных фильтров-сепараторов. Для получения температуры T = 261 К необходим ввод холодильных машин.

Коррозия скважинного и промыслового оборудования была обнаружена при смене из-за негерметичности задвижки фонтанной арматуры. Ко времени контроля скважина работала 430 дней с дебитом 600–650 тыс. м^3/сут. Диаметр фонтанных труб составлял 0,062 · 10^3 м. При проверке оказалось, что внутренняя поверхность задвижки частично, очагами, а плашки задвижки и уплотнительные кольца сплошь разъедены коррозией на глубину (3–6) · 10^{-3} м. Поэтому фонтанные трубы были подняты для контроля за их состоянием. Проверка состояния фонтанных труб показала, что они подвержены коррозии от устья до глубины 1725 м. Причем у устья скважины из общей толщины труб сплошным образом разъедено коррозией около половины, т.е. из 0,0055 м толщины – 0,0027 м. При глубине спуска фонтанных труб 3415 м напряжения, возникающие у устья скважины, оказались близкими к предельно допустимым для данной толщины. Поэтому при наличии ртутной коррозии необходимо проведение контрольно-исследовательских и профилактических работ за состоянием скважин. При этом должны быть учтены:

– продолжительность работы скважины;

– производительность скважины и ее конструкция;

– давление, температура и скорость газа у устья скважины и на местах перехода труб малого диаметра к большему;

– техническая характеристика металлов, из которых изготовлены фонтанные трубы и арматура;

– характер стыковки труб и соединений – крестовин, катушек и тройников арматуры;

– химическая характеристика и количество добываемой вместе с газом воды;

– состав добываемого газа, причем особое внимание при этом должно быть уделено количеству CO_2 в газе;

– количество добываемой ртути;

– количество поступающей вместе с газом механической примеси.

С учетом всех перечисленных факторов, влияющих на интенсивность коррозии и на режим эксплуатации скважин, следует разработать первоочередные рекомендации по снижению опасностей, связанных с коррозией, и повышению надежности газоснабжения. К ним относятся:

– запрещение эксплуатации скважин по затрубному пространству и оборудования скважин пакером;

– установление очередности контроля за состоянием фонтанных труб и арматуры, шлейфов и сепараторов в зависимости от ожидаемой степени коррозии скважин;

– выявление основного фактора, вызывающего интенсивную коррозию;

– проведение исследовательских работ по снижению интенсивности коррозии, включая частичное изменение конструкции фонтанных труб и поиск дешевых ингибиторов коррозии;

– разработка методов оперативного контроля за состоянием скважинного и промыслового оборудования.

Процесс ртутной коррозии существенно зависит от технологического режима эксплуатации скважины, и в общем случае его следует рассматривать как коррозионно-эрозионный процесс. Анализ данных, полученных при контроле за состоянием фонтанных труб и арматуры скважин, показал, что основными причинами коррозии оборудования являются повышенная скорость потока и режим течения газа. В местах изменения направления потока и изменения проходного сечения интенсивность ртутной коррозии значительно больше, что связано с изменением режима течения газа.

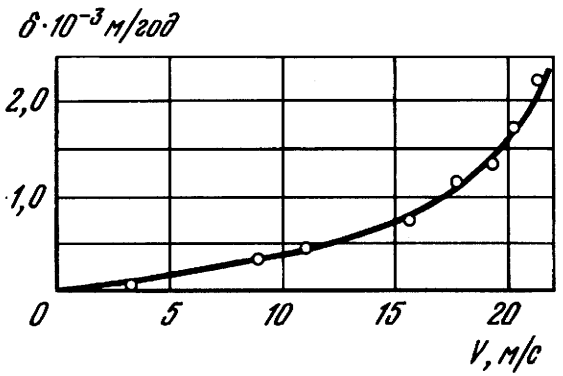


Рис. 210. Зависимость интенсивности коррозии фонтанных труб δ от скорости потока газа V, построенная по данным эксплуатации скважин

Интенсивное разъедание поверхности фонтанных труб у устья при больших скоростях и весьма слабая коррозия в местах, где скорость потока меньше 10 м/с, показывают, что основной причиной коррозии является скорость потока. Причем на участках интенсивной коррозии и отсутствующей коррозии термобарические условия не сильно различаются. Характер изменения интенсивности коррозии от скорости показан на рис. 210, из которого видно, что очень сильная (более 2 мм/год) и сильная (1–2 мм/год) коррозии наблюдаются в скважинах, где скорости потока колеблются в пределах 17–21 м/с. После смены в скважине фонтанных труб диаметром $d = 62 \cdot 10^{-3}$ м на трубы диаметром $d = 88 \cdot 10^{-3}$ м и снижения ее дебита с 670 тыс. до 300 тыс.м^3/сут скорость потока у устья равнялась 6,2 м/с. Поэтому после работы скважины в течение 413 дней интенсивность коррозии была слабой (меньше 0,3 мм/год). Исследования показали, что содержание ртути в газе меньше влияет на интенсивность коррозии, чем превышение критической скорости потока.

Таким образом, скорость потока в трубах является одним из основных факторов, по которому необходимо установить технологический режим эксплуатации скважин. Поэтому с учетом дебита каждой скважины, продолжительности ее работы, количества ртути в ее продукции, марки стали, из которой изготовлены фонтанные трубы и арматура, количества жидкой и механической примеси в добываемом газе и скорости потока устанавливались сроки и периодичность смены фонтанных труб на новые, с бóльшим диаметром. Исследования по изучению интенсивности коррозии оборудования скважины в статических и динамических условиях показали, что при статических условиях, т.е. когда образец металла находится в неподвижной газовой среде, содержащей атомарную ртуть, интенсивность коррозии очень низкая. Этот результат важен при эксплуатации скважин, затрубные пространства которых по различным причинам не удалось запакеровать. Предлагаемые временные мероприятия по снижению опасности, вызванной коррозией, обусловлены отсутствием проверенных ингибиторов ртутной коррозии.

Работы по контролю за состоянием фонтанных труб показали, что интенсивность коррозии приводит в непригодное состояние не всю колонну фонтанных труб, а только ее верхнюю часть. При общей длине фонтанных труб около 3500 м нижняя часть может быть использована повторно после докомплектации новыми трубами. В целом борьба с коррозией путем периодической замены оборудования является нецелесообразной.

Снижение дебита при отсутствии возможности увеличения диаметра фонтанных труб как мероприятие для снижения интенсивности коррозии требует еще больших затрат, чем замена фонтанных труб. Поэтому при расчете экономических показателей вариантов борьбы с коррозией путем снижения дебита разница в дебитах должна быть покрыта вводом новых скважин с начальным дебитом, обеспечивающим скорость потока не более 11 м/с. К этим расходам по бурению скважин следует добавить и стоимость обвязки дополнительных скважин.

Перечисленные выше мероприятия по борьбе с коррозией путем периодической замены фонтанных труб или снижения дебита скважин и бурения дополнительных скважин полностью не исключают процесс коррозии. Поэтому одновременно с такими мероприятиями должны быть проведены испытания различных ингибиторов ртутной коррозии.

8.6. СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Одним из основных способов интенсификации притока газа к скважине является солянокислотная обработка (СКО) призабойной зоны пласта. Эффективность всех способов интенсификации: СКО, гидропескоструйной перфорации, гидроразрыва пласта, ядерного взрыва и т.д. – оценивается по результатам газогидродинамических исследований при стационарных и нестационарных режимах фильтрации до и после проведения работ по интенсификации и сравнения полученных при этом результатов. Среди перечисленных выше методов интенсификации притока газа к скважине массовое применение получили только солянокислотная и глинокислотная обработка. Научные основы, технология и техника проведения всех видов СКО изложены во временных инструкциях [17, 27]. Однако широкий круг специалистов, пользующихся инструкцией по исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин, считают целесообразным включение в настоящее руководство основных положений по СКО газовых и газоконденсатных скважин. Учитывая, что вопросами исследования скважин и обоснования технологического режима их эксплуатации с помощью инструкции по исследованию интересуются как студенты, так и высококвалифицированные специалисты, мы приводим весьма краткую информацию по СКО.

Солянокислотная обработка скважин основана на способности соляной кислоты вступать в реакцию с карбонатными породами – известняками и доломитами:

$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2,$$
$$CaCO_3MgCO_3 + 4HCl = CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2,$$

В 1 м^3 15%-ной соляной кислоты растворяется около 0,081 м^3 (~ 220 кг) известняка. В результате этой реакции образуются 52,5 м^3 CO_2 при стандартных условиях и 224 кг $CaCl_2$. Полученная соль растворяется в воде кислотного раствора, к которой добавляется $40 \cdot 10^{-3}$ м^3 воды, образовавшейся при реакции.

Аналогичные реакции происходят и при обработке соляной кислотой доломита или нечистого известняка, а продукты их (хлористые кальций и магний) хорошо растворяются в воде. Скорость реакции зависит от давления и температуры: повышение давления и понижение температуры снижают ее скорость. К качеству соляной кисло-

ты предъявляются определенные требования. Согласно ГОСТам, содержание в ней окиси железа и серной кислоты строго регламентировано. Для обработки скважин применяется ингибированная соляная кислота со специальными добавками для снижения коррозийного воздействия на металл. Ее концентрация в ингибированных кислотах колеблется в пределах 19–25%. В качестве ингибитора в эти кислоты добавляются ПБ-5 (0,8 –1,0%) и хлористый мышьяк (0,01–0,015%). В ряде случаев к кислотному раствору добавляют так называемые кислотные стоки, содержащие уксусную кислоту, которые являются производственными отходами, и их использование снижает затраты на кислотную обработку скважин. Имеющаяся в составе кислотных стоков уксусная кислота, так же как и соляная, вступает в реакцию с карбонатами:

$$CaCO_3 + 2CH_3COOH = Ca(CH_3COO)_2 + H_2O + CO_2,$$
$$CaCO_3MgCO_3 + 4CH_3COOH = Ca(CH_3COO)_2 + Mg(CH_3COO)_2 + 2H_2O + 2CO_2.$$

При использовании кислотных стоков, в составе которых имеется уксусная кислота, необходимо иметь в виду, что с увеличением температуры растворимость $Ca(CH_3COO)_2$ в воде уменьшается.

8.6.1. Глинокислотная обработка

Если пласт представлен песчано-глинистыми породами, то для обработки призабойной зоны применяют глинокислотную обработку.

Глинокислота представляет собой смесь фтористоводородной и соляной кислот.

Фтористоводородная (плавиковая) кислота HF разлагает силикатные породообразующие минералы – алюмосиликаты глин глинистого раствора (каолин), проникшего в пласт в процессе его бурения, и кварцевый материал (кварц), таким образом:

каолин $H_4Al_2Si_2O_9 + 14HF = 2AlF_3 + 2SiF_4 + 9H_2O,$

кварц $SiO_2 + 4HF = SiF_4 + 2H_2O.$

Фтористоводородная кислота, выпускаемая по ГОСТу, хранится в сосудах из свинца, парафина, воска, эбонита и т.д. Стекло и керамика разлагаются этой кислотой.

Второй компонент глинокислоты – соляная кислота существенно влияет на эффективность обработки. Выделяющийся при глинокислотной обработке газообразный SiF с водой образует кремневую кислоту $Si(OH)_4$, т.е.

$$SiF_4 + 4H_2O = Si(OH)_4 + 4HF.$$

В нейтральной среде кремневая кислота выпадает в виде студнеобразного геля и может закупорить пласт. Наличие соляной кислоты в глинокислоте предотвращает выпадение геля, так как в кислой среде кремневая кислота находится в растворенном виде. Кроме того, соляная кислота переводит менее растворимую соль AlF_3 в хорошо растворимую соль $AlCl_3$ в результате следующих реакций:

$$AlF_3 + 3HCl = AlCl_3 + 3HF \text{ и } AlCl_3 + 3H_2O = Al(OH)_3 + 3HCl.$$

Если пласт состоит не только из глинизированных песчаников, но содержит и карбонаты, то обработка глинокислотой приводит к выпадению нерастворимой соли CaF_2 в результате реакции

$$CaCO_3 + 2HF = CaF_2 + H_2O + CO_2.$$

Если песчаники сцементированы карбонатами, то в таких случаях следует вначале обработать скважину соляной кислотой, а затем произвести глинокислотную обработку.

8.6.2. Виды кислотных обработок

Существуют четыре вида кислотных обработок: кислотная ванна, простая, массированная и направленная кислотная обработка, глинокислотная обработка и гидрокислотный разрыв пласта. Выбор вида обработки зависит от минералогического состава и свойств пласта, цели и очередности проведения кислотной обработки.

8.6.2.1. Кислотная ванна

Проводится для очищения забоя от глинистой корки. Кислотная ванна может быть проведена без давления и под давлением.

Кислотная ванна без давления осуществляется следующим образом: скважина тщательно промывается водой, водным раствором ПАВ, конденсатом и т.д. Затем кислотный раствор закачивается в скважину в интервале вскрытия. После реакции скважина снова промывается. Если кислотная ванна осуществляется в заполненной газом скважине, то требуемый объем раствора закачивают в насосно-компрессорные трубы, а затем устье скважины соединяют с затрубным пространством. По окончании работ скважина продувается на факел.

Кислотная ванна под давлением проводится в скважинах, заполненных жидкостью, а технология этого процесса аналогична технологии кислотной обработки.

8.6.2.2. Кислотная обработка

При простой кислотной обработке воздействие на пласт кислотой производится в радиусе зоны проникновения бурового раствора или его фильтрата в такой последовательности: сначала промывают забой с целью предварительной очистки; затем проводят кислотную ванну для удаления глинистой корки, после чего снова промывают забой; далее закачивают запланированный объем кислоты в пласт. После выдержки требуемой продолжительности для реакции кислоты с породой осваивают скважину.

Массированная кислотная обработка отличается от простой тем, что объем кислотного раствора, закачиваемого в пласт, должен обеспечить кислотой зоны с радиусом в десятки метров. Технология этой обработки аналогична технологии простой кислотной обработки.

8.6.2.3. Направленная кислотная обработка

Направленная кислотная обработка проводится в случае, когда из всей вскрытой толщины необходимо обработать определенный интервал. Технология ее проведения такова: после глушения скважины башмак фонтанных труб устанавливают у подошвы запланированного к обработке интервала; затем заполняют продуктивную часть скважины и фонтанные трубы низкофильтрующейся жидкостью; продавливают вязкую жидкость кислотным раствором через фонтанные трубы при открытой задвижке затрубного пространства; кислотный раствор закачивают до заполнения фонтанных труб и ствола скважины в выбранном для обработки интервале; расчетное количество кислоты закачивается в пласт при закрытой задвижке затрубного пространства с помощью вязкой низкофильтрующейся жидкости. Кислоту выдерживают в пласте необходимое время, а затем вязкую жидкость заменяют промывочной и осваивают скважину.

Направленную кислотную обработку можно проводить путем выделения интервала для обработки сдвоенными пакерами; изоляции ниже интервала обработки песчаной пробкой, а сверху пакером; стимулирования поглощения кислотного раствора давлением, создаваемым струйными перфораторами.

8.6.2.4. Глинокислотная обработка

Глинокислотная обработка производится в терригенных коллекторах с низким содержанием карбонатных пород. Глинокислотные растворы могут быть использованы для проведения кислотных ванн, простых, массированных и направленных обработок пласта. Состав раствора выбирается после лабораторных опытов с образцами пород месторождения, где целесообразно проводить глинокислотную обработку. Исследуется и возможность двухрастворной – солянокислотной и глинокислотной – обработки пласта. Двухрастворная обработка производится в двух вариантах:

– закачка соляной кислоты в объеме, в 2,5–3 раза превышающем объем глинокислоты, что связано с образованием осадков фтористого кальция и магния при контакте соляной кислоты с плавиковой кислотой;

– закачка соляной кислоты с последующим удалением продуктов реакции, а затем проведение работ согласно первому варианту.

При двухрастворной обработке пласта скорость закачки, особенно соляной кислоты, должна быть максимальной. При глинокислотной обработке следует избегать продолжительного контакта кислоты с металлом труб.

8.6.2.5. Гидрокислотный разрыв пласта

Если при проведении кислотной и глинокислотной обработки не получена существенная интенсификация притока газа к скважине, то производят гидрокислотный разрыв пласта согласно действующим инструкциям по гидроразрыву пласта, утвержденным РАО "Газпром".

8.6.3. Выбор и приготовление кислотного раствора

Выбор кислоты и ее концентрация зависят от минералогического состава пород, термобарических параметров пласта, технологии его вскрытия, оборудования скважин. При концентрации кислоты более 25% вязкость раствора существенно увеличивается. Поэтому, как правило, для обработки пласта используют раствор с содержанием кислоты до 25%. Если обрабатывается коллектор с гипсом или ангидритом, то концентрация кислотного раствора не должна превышать 15%.

В ряде случаев целесообразно использовать раствор с изменчивой концентрацией кислоты, а при обработке слабопроницаемых известняков и доломитов – раствор с 20–25%-ной концентрацией кислоты.

В большинстве случаев для кислотной обработки карбонатных коллекторов применяют 12–15%-ный раствор, а для терригенных пород – глинокислотный раствор, состоящий из 8–10% соляной килсоты и 3–5% плавиковой. При повторных обработках используют 8–12%-ные растворы кислоты. В кислотных ваннах применяется 12–15%-ный раствор, если ствол скважины обсажен обсадными колоннами, и до 20%-ного, если забой скважины открытый. При глинокислотных ваннах концентрация соляной кислоты равна 14–16%, а плавиковой – 3–5%.

8.6.3.1. Обоснование объема кислотных растворов

Опыт показывает, что при кислотной обработке 1 погонного метра толщины пласта необходимо 0,4–2,5 м^3 раствора. При обработке карбонатных пластов с хорошей трещиноватостью и проницаемостью (более 0,1 мкм^2 на 1 погонный метр толщины пласта) расход кислоты составляет 0,4–1,0 м^3. Если пласт слабо трещиноват, то удельные расходы кислоты составляют 1,0–1,5 м^3. Если обработка ведется с целью увеличения радиуса воздействия на пласт, то расходы на обработку растут в 2–3 раза. Как правило, удельные расходы кислоты на каждом месторождении изучаются для условий данного месторождения.

8.6.3.2. Продолжительность реакции кислоты с породой

В скважинах с открытым стволом продолжительность реакции кислоты с породой составляет 16–24 ч. При проведении кислотных ванн в обсаженных скважинах продолжительность процесса должна быть 2–4 ч. При обработке карбонатных коллекторов с пластовым давлением $P_{пл} \geq 5$ МПа и $T_{пл} \geq 303$ К продолжительность реакции должна быть 8–12 ч, а при $P_{пл} < 5$ МПа – 4–6 ч. Для трещиноватых коллекторов с хорошо развитой трещиноватостью продолжительность реакции равна 8–10 ч, а при обработке песчаников, сцементированных карбонатами, – 4–6 ч. Слабо карбонатизированные песчаники обрабатываются сначала соляной кислотой, а затем глинокислотой; песчаные пласты – только глинокислотой, продолжительность реакции и в том и в другом случае 8–12 ч, причем эти отрезки времени должны уточняться на каждом месторождении.

8.6.3.3. Приготовление раствора соляной кислоты

В емкость для приготовления раствора наливают требуемое количество воды или другого растворителя, затем добавляют по расчету необходимое количество соляной кислоты и перемешивают. Кроме того, в раствор вводят добавки – ингибитор и стабилизатор (уксусную килсоту, хлористый барий, исходя из состава товарной кислоты). В последнюю очередь в солянокислотный раствор добавляют поверхностно-активные вещества и после перемешивания оставляют раствор в покое для осаждения сернокислотного бария и дальнейшего его удаления.

При приготовлении глинокислотного раствора, так же как и при приготовлении раствора соляной кислоты, в емкость заливают расчетное количество воды или другого растворителя, затем добавляют соляную и плавиковую кислоты.

Пример: Приготовить 10 м^3 глинокислотного раствора, состоящего из 8% соляной кислоты и 3% плавиковой кислоты. Концентрация исходной соляной кислоты 30%, а плавиковой кислоты 40%. Соляной кислоты 30%-ной концентрации на 1 м^3 раствора необходимо $232 \cdot 10^{-3}$ м^3, плавиковой кислоты 40%-ной концентрации – $67 \cdot 10^{-3}$м^3, воды – $1000-(232 + 67) = 701 \cdot 10^{-3}$ м^3. Тогда для приготовления 10 м^3 раствора нужно 7,01 м^3 воды, 2,32 м^3 соляной кислоты и 0,67 м^3 плавиковой килсоты. При аналогичных расчетах для приготовления кислотных растворов различной концентрации для удобства следует пользоваться табличными данными в [17].

Для приготовления гидрофобных конденсато-кислотных эмульсий используют 15%-ный водный раствор соляной кислоты в объеме 85–90% от требуемого количества эмульсии и конденсат в объеме 10–15% с добавкой эмульгаторов. В зависимости от соотношения объемов кислотного раствора и конденсата, характеристики используемого эмульгатора и интенсивности перемешивания вязкость получаемой эмульсии можно изменить в пределах 100–1000 с по СПВ-5. Рекомендуется применять эмульсии вязкостью не более 200 с. В качестве эмульгатора используют ОП-7, ОП-10, Т-1, Т-2, Авивакс К-2, диаминдиолеат и т.д. Эмульсию готовят следующим образом: из двух емкостей с раствором соляной кислоты и конденсата и из небольшой емкости с раствором ПАВ, приготовленного из $(150–200) \cdot 10^{-3}$ м^3 дизтоплива и из гидрофобного эмульгатора (Т-1, Т-2, Авивакс К-2 и т.д.), насосным агрегатом смешивают перечисленные компоненты и перекачивают в новую большую емкость. Причем перемешивание эмульсии продолжают непрерывно. При этом происходит значительное увеличение вязкости эмульсии.

8.6.3.4. Проведение кислотной обработки

Кислотная обработка призабойной зоны пласта проводится с помощью следующих агрегатов:

– для глушения и промывки скважины – ИА-320 и ЗЦА-400;

– для закачки кислотного раствора в пласт – АзИНМАШ-30, АН-500, 2АИ-500, "АИ-700, ЦА-300, ЗЦА-400;

– для транспортировки кислоты – АзИНМАШ-30, других рабочих жидкостей – автоцистерны 4ЦР;

–для освоения скважины после кислотной обработки – компрессорные установки УКП-80, УКС-80;

– для приготовления рабочих жидкостей – металлические емкости объемом 25–50 м^3.

Количество агрегатов и емкостей зависит от типа и объема запланированных количеств жидкостей.

8.7. ОТЛОЖЕНИЕ СОЛЕЙ ПРИ ДОБЫЧЕ ГАЗА

Основной источник солей, поступающих в скважину, – пластовая вода, представляющая собой концентрированный рассол, а компонентами этого рассола являются Na, Cl, K, Ca, Mg и др. Выпадение солей из растворов происходит в порядке увеличения их растворимости со следующей последовательностью: $BaSO_4$, $CaCO_3$, $MgCO_3$, $CaSO_4$, NaCl и др. Наибольшее распространение в подземных водах получили ионы хлора и других галоидов. Растворимость NaCl в воде при T = 283 K равна 0,358 кг/л, а KCl – 0,310 кг/л. Содержание ионов сульфата в пластовых водах ограничивается растворимостью $CaSO_4$. Ионы HCO_3 в пластовых водах, содержащих CO_2, появляются в результате растворения $CaCO_3$ и $MgCO_3$. Уменьшение CO_2 в пластовых водах вызывает переход гидрокарбонатов в выпадающие в осадок карбонаты. В пластовых водах имеются соединения железа, кремния, органические вещества, кислоты и др. Общее весовое содержание в воде минералов характеризуется минерализацией, а степень минерализации – количеством растворенных веществ в мг · экв/л или мг/л. Для перевода различных концентраций в концентрацию в мг · экв/л следует пользоваться переводными коэффициентами, приведенными в табл. 108.

Для пересчета из мг/л в мг · экв/л и из мг · экв/л в мг/л необходимо заданную величину умножить на приведенные числовые коэффициенты.

Количество растворенных в воде солей кальция и магния характеризует ее жесткость, которая выражается в мг · экв/л. 1 мг · экв/л жесткости соответствует содержанию 20,04 мг/л Ca^{2+} или 12,16 мг/л Mg^{2+}. Единица измерения жесткости в разных странах различается: в частности, английский градус жесткости соответствует 14 мг/л $CaCO_3$, французский – 10 мг/л $CaCO_3$, американский (США) – 1 мг/л $CaCO_3$ и т.д.

В процессе разработки месторождения химический состав пластовых вод изменяется в результате изменения термобарических условий пласта.

В процессе эксплуатации скважин с выносом пластовой воды, в составе которой содержатся карбонаты кальция (кальцит – $CaCO_3$), сульфаты кальция (гипс – $CaSO_4 \cdot 2H_2O$), сульфаты бария (барит – $BaSO_4$), хлориды натрия (галит – NaCl), при изменении термодинамических условий и состава пластовой смеси происходит солеотложение. Отложение солей – одна из причин выхода оборудования скважин из строя. Отложение солей является причиной сужения проходного сечения труб и приводит к снижению давления, температуры и дебита скважин, нарушению режима работы системы пласт–УКПГ. Исследования показывают, что при наличии всех видов солей в нижней части труб отлагаются сульфаты кальция и бария, а ближе к устью скважины и на выкидных линиях – карбонаты кальция и натрия. В целом солевые осадки, образующиеся при добыче газа, имеют сложный состав. Основным условием солеотложения является образование перенасыщенных растворов пластовой воды. Солеотложение происходит в результате испарения, смешения несовместимых вод, растворения горных пород и газов, изменения термобарических условий, дегазации воды, изменения общей минерализации воды. Все перечисленные процессы реально происходят в газопромысловой практике. Эти процессы связаны геологическими

Таблица 108

Переводные коэффициенты из мг/л в мг · экв/л и наоборот для различных ионов

Ион	Пересчет из мг/л в мг · экв/л	Пересчет из мг · экв/л в мг/л	Ион	Пересчет из мг/л в мг · экв/л	Пересчет из мг · экв/л в мг/л
Na^+	0,0435	22,99	Cl^-	0,0282	35,46
K^+	0,0256	39,10	Br^-	0,0125	79,92
Ca^{2+}	0,0499	20,04	I^-	0,0079	126,91
Mg^{2+}	0,0822	12,16	F^-	0,0526	19,00
Fe^{3+}	0,0537	18,62	SO_4^{2-}	0,0208	48,03
Fe^{2+}	0,0358	27,92	HCO_3^-	0,0164	61,02
Al^{3+}	0,1110	8,99	CO_3^{2-}	0,0333	30,01
Mn^{2+}	0,0364	27,47	NO_3^-	0,0161	62,01
Zn^{2+}	0,0306	32,69	NO_2^-	0,0217	46,01
Cu^{2+}	0,0315	31,77	H_2S^-	0,0302	33,07
Pb^{2+}	0,0096	103,60	$HSiO_3^-$	0,0130	77,10
Ba^{2+}	0,0146	68,68	$H_2PO_4^-$	0,0103	96,99
Sr^{2+}	0,0228	43,81	PHO_4^{2-}	0,0208	47,99
Li^+	0,1440	6,94	NH_4^-	0,0554	18,04

условиями месторождения, системой разработки залежи, техникой и технологией добычи газа, его сбора и осушки.

Основными причинами осадки сульфатных солей являются смешение несовместимых вод (жидкостей) и растворение гипса из горных пород. Карбонаты выпадают в виде осадков в результате изменения термобарических условий, дегазации воды, разбавления растворов пресной водой. Причина осаждения хлорида натрия – испарение воды и снижение температуры раствора. Влияние на солеотложение различных факторов происходит комплексно и одновременно. Причем некоторые факторы действуют неоднозначно. Например, увеличение температуры повышает растворимость гипса, что способствует снижению отложений солей, но выпаривание при этом растворителя с ростом температуры увеличивает концентрацию гипса, стимулирующего солеотложение.

Существенно также смешение несовместимых вод (жидкостей), и часто при их смешении смесь оказывается перенасыщенной тем или другим веществом, которое выпадает даже при неизменных температуре и давлении. Например, смешение метанола с минерализованной водой способствует отложению неорганических солей практически при любых соотношениях метанола с пластовой водой. Так, для Оренбургского месторождения наибольшая интенсивность солеотложения наблюдается при объемной доле метанола в растворе 65–85%. Снижение температуры по пути движения газа с пластовой водой является причиной выпадения осадков сульфатов бария и хлористого натрия, а снижение давления – выпадения осадков карбоната кальция.

8.7.1. Предотвращение солеотложений

Борьбу с отложениями солей можно вести путем предотвращения процесса отложения солей и растворения уже отложившихся солей. В целом методы борьбы с солеотложениями можно разделить на безреагентные и химические.

К безреагентным методам относятся: изоляция обводненных пластов, использо-

вание защитных покрытий, в частности отстеклованных труб и труб, покрытых полимерной смолой; воздействие на растворы магнитными, силовыми и электрическими полями, а также ультразвуковые устройства. Эти методы имеют локальный характер.

Химические методы борьбы основаны на применении реагентов, предотвращающих отложение солей. Наиболее эффективными ингибиторами солеотложения являются фосфат-органические соединения с карбонатными и сульфатными отложениями. Широкое применение в нефтяной и газовой промышленности получили ингибиторы солеотложения ОЭДФ – оксиэтилодендифосфоновая кислота, НТФ – нитрилотриметилфосфоновая кислота, ДПФ-1 – фосфорилированное производное 1,3-диаминопропанол-2 и ПАФ-1 – полиэтиленполиамины-N-метилфосфоновая кислота. Ингибиторы солеотложения замедляют процесс осадкообразования в результате сорбции ими микрозародышей кристаллов солей.

Удаление образовавшихся отложений производится двумя способами – механическим и химическим: к механическому относятся разбуривание, рассверливание солей и использованием гидромониторов, к химическому – удаление гипса с помощью карбонатных, бикарбонатных реагентов и гидроокисей с последующим растворением продуктов реакции соляной кислотой, а также обработка комплексообразующими реагентами. При химическом способе удаления происходят следующие реакции:

$$CaSO_4 2H_2O + Na_2CO_3 = CaCO_3 + Na_2SO_4 + 2H_2O,$$
$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2,$$
$$CaSO_4 2H_2O + 2NaOH = Ca(OH)_2 + NaSO_4 + 2H_2O,$$
$$Ca(OH)_2 + 2HCl = CaCl_2 + 2H_2O.$$

8.7.2. Технология ингибирования скважин

Ингибиторы солеотложения в зависимости от условий и места образования солей применяются путем:

– периодической задавки в призабойную зону;

– непрерывной закачки в ствол скважины или подачи в поток водометанолового раствора перед установкой регенерации метанола.

Необходимое количество ингибитора G, закачиваемого в призабойную зону, определяется формулой

$$G = G_0 Q_в A\tau \cdot 10^{-3}, \qquad (78.8)$$

где G_0 – рекомендуемый удельный расход ингибитора на 1 м^3 добываемой из скважины воды, 10^{-3} кг/м^3; $Q_в$ – объем добываемой воды, м^3/сут; τ – продолжительность предполагаемого проектного времени защиты оборудования от солеотложений, сут; A = 1,5–2,0 – коэффициент неравномерности выноса ингибитора.

Расчетное количество ингибитора G используют для приготовления 1–5%-ного раствора на пресной воде или для композиционного состава с добавками ПАВ, антифриза и т.д.

Количество раствора для закачки в призабойную зону определяется формулой

$$\upsilon_р = G \cdot 100/C_{ин}\rho_р, \qquad (79.8)$$

где $C_{ин}$ – рекомендуемая концентрация ингибитора в растворе, %; $\rho_р$ – плотность раствора ингибитора, кг/м^3; G – количество ингибиторов; кг. Объем продавочного раствора – воды или водного растора метонола – для закачки ингибитора в пласт определяется по формуле

$$\upsilon_{пр} = \pi mhR^2 + \upsilon_{тр}, \qquad (80.8)$$

где m – пористость призабойной зоны; h – толщина пласта; R – радиус проникновения ингибитора в пласт; $\upsilon_{тр}$ – объем труб в скважине.

При возможности целесообразно состав ингибирующего раствора продавить газоносный пласт. После того как ингибитор был продавлен в призабойную зону, скважину не эксплуатируют в течение 20–24 ч. Повторная закачка ингибитора в пласт производится при снижении содержания ингибитора в добываемой продукции до установленного уровня, т.е. до $(1–5) \cdot 10^{-3}$ кг/м^3.

При непрерывном ингибировании расход ингибитора определяется формулой

$$G = 10^{-3} Q_в G_0. \qquad (81.8)$$

По рассчитанному количеству ингибитора G приготавливают 0,1–1,0%-ный раствор для непрерывной подачи его через затрубное пространство в скважину. В зимнее время в водный раствор ингибитора добавляют антифриз. При возможности образования гидратов и коррозии оборудования ингибитор солеотложения закачивают совместно с ингибиторами коррозии и гидратообразования.

8.7.3. Подбор ингибиторов солеотложения

При подборе ингибитора солеотложений учитывают:

– его эффективность применительно к данному технологическому процессу;

– возможность применения при существующих эксплуатационных условиях;

– совместимость с другими химическими реагентами в системе.

Пригодность ингибитора изучается в лабораторных условиях. Ингибиторы солеотложения должны обладать: ингибирующей активностью, совместимостью с пластовой водой, коррозионной, пенообразующей и эмульсиеобразующей пассивностью, термостойкостью и т.д.

Ингибирующая активность раствора ингибитора зависит от состава образующихся солей и состава–марки ингибитора. Например, для испытания ингибиторов гипсоотложения можно использовать раствор, полученный из 1500 мг · экв/л NaCl, 91 мг · экв/л $MgCl_2 \cdot 6H_2O$, 227 мг · экв/л Na_2CO_4 и 271 мг · экв/л $CaCl_2 \cdot 2H_2O$. Такую модель получают следующим образом: предварительно готовят 50 мл раствора, содержащего NaCl, $CaCl_2$ и $MgCl_2$, добавляют расчетное количество ингибитора G и хорошо перемешивают. Затем раствор смешивают с 50 мл нормального раствора Na_2SO_4.

Для испытания ингибиторов отложений карбонатного типа используют модель на базе 1370 мг · экв/л NaCl, 4,4 мг · экв/л $MgCl_2 \cdot 6H_2O$, 12 мг · экв/л $NaHCO_3$ и 13,6 мг · экв/л $CaCl_2$.

Защитный эффект (в %) от ингибитора определяют по формуле

$$Э = (M_0 - M) \cdot 100/M_0, \qquad (82.8)$$

где M_0, M – массы осадка выпавшего и контрольного растворов, мг.

Массу осадка замеряют прямыми и косвенными методами. Защитный эффект (в %) может быть определен путем использования концентрации осадкообразуемого иона в растворе по формуле

$$Э = (C_р - C_к) \cdot 100/(C_0 - C_к), \qquad (83.8)$$

где $C_р$, $C_к$, C_0 – концентрации осадкообразующего иона в растворе с ингибитором, без него и в исходном растворе, мг/л.

8.7.4. Физико-химические свойства ингибиторов солеотложения

Ингибитор ОЭДФ – оксиэтилодендифосфоновая кислота (ТУ 6-09-20-54-79) $C_2H_8O_7P_2$ – представляет собой белый кристаллический продукт. Эффективно предупреждает отложение карбоната кальция. Молекулярная масса 206,02 кг/моль, температура кипения 471–472 К. Растворимость в воде, кислотах и спиртах хорошая. В

неполярных органических растворителях – бензоле, хлороформе, дихлорэтане, нефти и в газовом конденсате – не растворяется. Вязкость 50%-ного водного раствора при $T_{ст}$ = 293 К равна 15,6 мПа · с, а 2%-ного раствора 1,0 мПа · с. Ингибитор малотоксичен, предельно допустимая концентрация в воде рыбохозяйственных водоемов 0,9 мг/л, а в водах санитарно-бытового назначения 2,0 мг/л. В воздухе рабочей зоны концентрация должна быть не более 2,0 мг/м^3. Ингибитор горюч, но невзрывоопасен.

Ингибитор ПАФ-1 – полиэтиленполиамин-N-метилфосфоновая кислота – $C_3H_8NO_3P$. Водный раствор темно-коричневого цвета. Эффективно предотвращает отложение сульфата и карбоната кальция. Хорошо растворяется в воде и нерастворим в нефти, конденсате и органических растворителях. Ингибитор горюч, невзрывоопасен, умеренно опасен по токсичности. Безопасный уровень воздействия на организм 2 мг/м^3. Температура замерзания 243 К. Совместимость с минерализованной водой определяется содержанием ионов кальция, 1%-ный водный раствор ПАФ-1 совместим с пластовой водой с содержанием ионов Са до 16 000 мг/л. Аналогом ПАФ-1 является ингибитор ПАФ-13 (ТУ 6-05-05-78).

Ингибитор НТФ (ТУ 6-02-1171-79) – нитрилотриметилфосфоновая кислота $C_3H_{12}NO_9P_3$ – представляет собой белый кристаллический порошок. Содержание активного вещества не менее 96%. Так же как и ПАФ-1, эффективно предупреждает отложение сульфатов и карбонатов кальция и магния. Молекулярная масса 299,06 кг/моль, температура плавления 483 К. В воде, кислотах и щелочах растворяется хорошо, а в органических растворителях, нефти и конденсате нерастворим. Вязкость 50%-ного водного раствора при T = 293 К равна 155 мПа · с. Плотность 50%-ного водного раствора 1,27 кг/10^{-3} м^3. Негорюч, невзрывоопасен, пожароопасен, малотоксичен. Совместимость НТФ с минерализованной водой зависит от содержания ионов кальция. Совместим с пластовыми водами с количеством ионов кальция до 1600 мг/10^{-3} м^3.

Ингибитор ДПФ-1 (ТУ 6-09-20-30-79) – $C_7H_{22}N_2O_{13}P_4$-2окси-1,3-пропилендиамин – $N_1N_1'N_1N_1'$ – тетраметилфосфоновая кислота. Прозрачная жидкость желто-зеленого цвета. Плотность при стандартных условиях 1,28 кг/10^{-3} м^3. Вязкость при T = 293 К 3,47 мПа · с. Температура замерзания 213 К. В воде растворяется хорошо, а в нефти, конденсате и ацетоне нерастворим. Молекулярная масса 466,15 кг/моль. Содержание активного вещества 20–30%. С пластовыми водами с количеством ионов кальция до 1600 мг/10^{-3} м^3 совместимы водные растворы, содержащие 0,1–3% ДПФ-1. Эффективно предотвращает отложение сульфатных и карбонатных солей.

Все ингибиторы солеотложения совместимы с ингибиторами коррозии марки И-25-Д, Донбасс-1 и других и не снижают их ингибирующие свойства. Они не способствуют образованию эмульсий с газовым конденсатом и водометанольным раствором, а также не вызывают вспенивание.

8.8. ИЗМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с учетом определяющего фактора или сочетания факторов терпит изменения в процессе разработки месторождений. Изменения технологического режима обусловливаются либо изменением самого определяющего фактора, по которому устанавливался данный режим, либо возникновением и влиянием новых факторов, которые на данном этапе разработки из так называемых пассивных факторов переходят в активные. Технологический режим, устанавливаемый в начальной стадии разработки, должен обеспечить максимальный дебит скважин при заданной геолого-промысловой и

технической характеристике пласта и скважины. Необходимость изменения установленного технологического режима обусловливается изменением характеристик пласта и скважин в процессе разработки, проведением определенных мероприятий, позволяющих увеличить производительность скважин, или ремонтно-профилактических работ, нередко приводящих к снижению производительности. Обоснование необходимости изменения установленного технологического режима осуществляется, исходя из изменения факторов, по которым устанавливается технологический режим эксплуатации скважины в стадии освоения и эксплуатации месторождения.

В процессе эксплуатации месторождения при установлении технологического режима возникает необходимость его изменения при следующих обстоятельствах.

I. Когда определяющим фактором является подошвенная вода, допустимая предельная депрессия на пласт для заданной величины вскрытия пласта сама по себе является переменной величиной. С изменением плотностей воды и газа, а также с уменьшением пластового давления величина допустимой депрессии линейно уменьшается. Следовательно, при наличии подошвенной воды величина допустимой депрессии должна быть периодически снижена в соответствии со снижением пластового давления. Иначе установленная величина допустимой депрессии на пласт в начале разработки приводит к неизбежному подтягиванию конуса воды в скважину. Если на данном месторождении и конкретно в данной скважине технологический режим определяется на длительное время только по подошвенной воде, то при этом необходимо учесть подъем поверхности контакта газ–вода. Это, в свою очередь, приведет к более интенсивному снижению производительности скважины. Существует несколько часто встречаемых случаев необходимости изменения технологического режима, установленного по подошвенной воде, когда:

– в скважине произведены ремонтно-изоляционные работы в виде установки цементных мостов, которые позволяют увеличить величину допустимой депрессии на пласт, а следовательно, увеличить предельный безводный дебит скважины, или создана искусственная перегородка, позволяющая так же существенно повысить производительность скважины или депрессию на пласт;

– производительность скважины вследствие плохих коллекторских свойств пласта весьма низкая и возможно превышение допустимой величины депрессии с одновременным притоком газа и воды с последующим удалением воды из скважины;

– на фоне всех эксплуатируемых скважин и системы сбора газа по некоторым скважинам, технологические режимы которых установлены, исходя из наличия подошвенной воды, требуется повышение или понижение давления на устье скважины;

– в скважине по необходимости производятся работы по подъему и спуску насосно-компрессорных труб или смена полностью или частично арматуры и эти работы приводят к изменению параметров пласта и скважины, следовательно, и к изменению технологического режима работы.

Все изменения технологического режима эксплуатации независимо от того, вызваны ли они изменением пластового давления, подъемом поверхности газ–вода, изменением плотности воды и газа, установкой цементных мостов или созданием искусственного непроницаемого экрана, величиной устьевого давления, подъемом насосно-компрессорных труб или другими причинами, должны быть предусмотрены проектом разработки месторождения, обоснованы расчетным путем с учетом расстояния от нижнего интервала перфорации до контакта газ–вода, параметров пласта, возможного темпа подъема поверхности газ–вода и падения пластового давления, необходимой величины высоты цементного моста и непроницаемого экрана и других параметров, используемых при расчете величины предельного безводного дебита с привлечением фактического материала, и проконтролированы в процессе эксплуатации.

II. Когда близость контурных вод является определяющим фактором, критерием выбора режима могут служить несколько параметров, среди которых наиболее суще-

ствен суммарный отбор газа из месторождения до прорыва воды в скважину. Принципиально продвижение контурных вод к скважине связано с двумя показателями: с общим истощением месторождения независимо от расположения скважин, и в частности рассматриваемой скважины, в результате которого происходит внедрение в газовую залежь контурной воды; с созданием значительной депрессионной воронки, влияющей на темп внедрения воды в зону дренажа рассматриваемой скважины так, что последняя значительно опережает темп внедрения от общего истощения газоносного пласта.

При сравнительно высоких темпах отбора газа из месторождения, что особенно возможно на месторождениях с малыми запасами, как правило, темп внедрения контурных вод несколько отстает от темпа отбора газа. Следовательно, для сравнительно однородного пласта (или нескольких пластов) в скважинах, расположенных в зонах, где опасности прорыва контурных вод не существует, обеспечение максимального дебита (если другие факторы не ограничивают его величину) при установлении технологического режима целесообразно. В то же время в скважинах, расположенных близко к контурной воде, ограничение депрессии с целью предотвращения преждевременного прорыва воды является необходимым условием. Величина депрессии в приконтурных скважинах на каждом конкретном месторождении и в конкретной скважине выбирается расчетным путем, исходя из расстояния от устья скважины до контакта газ–вода, коллекторских свойств пласта и их изменения от скважины до контура пластового давления и из других геолого-промысловых параметров. При наличии нескольких неоднородных пластов эти расчеты производятся по наиболее опасному с точки зрения быстрого прорыва контурной воды пласту.

Возможные изменения технологического режима эксплуатации скважин, когда определяющим фактором является возможность прорыва контурной воды, связаны с процессом продвижения контурной воды в процессе истощения, необходимостью ремонтно-профилактических работ на скважине, изменением устьевого давления, образованием гидратов при незначительных дебитах и т.д.

III. Когда устойчивость породы к разрушению является основным фактором, критерий технологического режима эксплуатации скважин устанавливается в виде постоянного градиента и его изменение в течение всего периода разработки не допускается. Если скважина вскрывает коллектор с весьма низкой устойчивостью пород к разрушению, то в процессе разработки требуется поддерживать его постоянным до тех пор, пока не будут проведены определенные мероприятия по предотвращению разрушения пласта.

Величина допустимого градиента для газоносных пластов с низкой устойчивостью к разрушению устанавливается на скважинах рассматриваемого месторождения в период опытно-промышленной эксплуатации. При проверке правильности выбранной величины градиента не допускается использование данных, базирующихся на результатах испытания скважин и полученных при кратковременных исследованиях. В большинстве случаев в рыхлых коллекторах практически при любой величине градиента происходит разрушение пласта. Однако при сравнительно продолжительной работе скважины на данном градиенте после выноса породы из зоны определенного радиуса распространения градиента разрушение пласта должно прекратиться в результате перемещения выбранного градиента от стенки скважины в глубь пласта и отсортировки выносимых частиц породы.

Изменение технологического режима эксплуатации скважин, установленного исходя из разрушения пласта при превышении допустимой величины градиента, может происходить при укреплении призабойной зоны специальными смолами, внедрении одновременно-раздельной эксплуатации в случае многопластовости, применении механических или гравийных фильтров, проведении ремонтно-профилактических работ скважинного или устьевого оборудования и др.

IV. Когда основным фактором является вскрытие пласта и гидродинамическое несовершенство скважины по степени и характеру, следует исходить из двух основных условий. Эти условия связаны с необходимостью вскрытия скважины заданной промывочной жидкостью; другие виды вскрытия и параметры несовершенства по степени и характеру исключаются. Тогда, если другие факторы, обусловливающие технологический режим эксплуатации скважин, не ставят ограничений ее производительности, изменение технологического режима необходимо только с точки зрения проведения промывки забоя скважины, СКО и его разновидностей. Если степень и характер вскрытия не определены жесткими условиями при вскрытии пласта любыми промывочными растворами, то технологический режим устанавливается по мере дострела на перфорированной части фильтра и уплотнения перфорации до ее оптимальной величины.

С целью повышения производительности скважин в ряде случаев допускается открытый необсаженный забой или же спуск механических фильтров. Изменение технологического режима, связанное с вскрытием, необходимо также при системе эксплуатации сверху вниз или наоборот на многопластовых залежах.

V. Когда основным фактором является наличие в составе газа коррозионно-активных компонентов, необходимость изменения технологического режима возникает начиная с момента, когда дальнейшее увеличение диаметра насосно-компрессорных труб невозможно. При этом скорость потока газа не должна превышать определенную величину в любом сечении ствола скважины. Превышение допустимой величины скорости потока в этом случае оценивается как снятие фактора коррозии. Если в процессе эксплуатации скважины даже в начальный период разработки производится закачка антикоррозионного ингибитора, то изменение технологического режима эксплуатации также становится необходимостью. Технологический режим эксплуатации скважины при определяющем факторе, связанном с коррозионно-активными компонентами в газе, подлежит изменению (кроме случаев правильного выбора диаметров насосно-компрессорных труб, до их максимально возможной величины, и закачки ингибитора против коррозии) и в тех случаях, когда необходимо поддержать определенное устьевое давление и когда увеличение количества влаги в газе приводит к более интенсивной коррозии оборудования. Как правило, в процессе разработки по мере снижения парциального давления коррозионно-активного компонента интенсивность коррозии снижается.

VI. Когда изменение технологического режима эксплуатации скважин обусловлено изменением коэффициентов фильтрационных сопротивлений, иными словами, изменением параметров пласта в призабойной зоне в результате очищения или загрязнения его в процессе разработки. Происходящее изменение параметров призабойной зоны определяется периодическими исследованиями, проводимыми на скважинах. Если в зависимости от свойств пласта и флюида периодичность и характер изменения параметров призабойной зоны закономерны, то при проектировании разработки должен быть рекомендован такой технологический режим, который в среднем обеспечивал бы для заданного числа скважин плановый отбор газа из месторождения. На практике часто изменение установленного технологического режима происходит в скважинах, выносящих значительное количество жидких компонентов и твердых примесей при заданной конструкции скважины.

VII. Когда изменение технологического режима эксплуатации скважины связано с многопластовостью. Эти изменения обусловливаются степенью истощения отдельных пластов в процессе разработки, применением системы одновременно-раздельной эксплуатации скважин, изменением схемы сбора, очистки и осушки газа на промысле, необходимостью проведения изоляционных работ на одном из пластов и т.д.

VIII. Когда технологический режим устанавливается, исходя из влияния температуры на производительность скважин. В этом случае выбранный технологический

режим, обеспечивающий безгидратный режим эксплуатации скважины, должен быть изменен, если:

– производится ингибирование продукции скважины в стволе, т.е. дополнительные потери давления в пласте и в стволе скважины в результате подачи ингибитора исключают возможность образования гидратов;

– система осушки газа обеспечивает необходимую температуру сепарации независимо от температуры поступающего из скважины газа;

– в результате сравнительно длительной эксплуатации скважины (особенно в районах Крайнего Севера) произошло перераспределение температуры газа в среде, окружающей ствол скважины, и это дает возможность изменить технологический режим ее работы;

– производится спуск забойных нагревателей или теплоизолированных лифтовых труб, позволяющих изменить технологический режим эксплуатации скважины, обусловленный определенной величиной распределения температуры в призабойной зоне пласта, стволе и на устье скважины.

IX. Когда изменение технологического режима работы скважины обусловлено накоплением и выносом столба жидкости или песчаной пробки на забое скважин.

В том случае, когда дальнейшие изменения в конструкции насосно-компрессорных труб исключены и поступающая из пласта конденсационная, пластовая вода или тяжелые компоненты углеводородов, переходящие в жидкое состояние в призабойной зоне и в стволе скважин, полностью не выносятся, процесс накопления жидкостного столба приводит к изменению технологического режима; удаление столба жидкости, как правило, производят путем закачки в ствол скважины ПАВ или путем повышения депрессии и соответственно дебита скважин. Аналогичное изменение должно быть произведено и при накоплении на забое скважины песчано-жидкостной пробки, приводящей к изоляции части работающего интервала. В том случае, когда образовалась жидкостная или песчаная пробка, в процессе ее удаления изменением глубины спуска и диаметра насосно-компрессорных труб или применением механических средств по удалению образовавшейся пробки установление нового технологического режима является необходимостью.

X. Когда изменение технологического режима эксплуатации обусловлено необходимостью поддержания определенной величины устьевого давления или его изменения. В этом случае величина устьевого давления, а в некоторых случаях – давления в промысловом газосборном коллекторе требует изменения технологического режима по части скважин. Определяющая величина давления на устье скважин, на входе промыслового пункта осушки и очистки газа или промыслового газосборного коллектора устанавливается, исходя из величины дебита скважины, параметров (длина, диаметр и т.д.), шлейфов (коллектора), величины давления сепарации, давления на входе в компрессорную станцию и в начале газопровода. По известной заданной величине давления в одном из перечисленных узлов производятся расчеты для определения технологического режима эксплуатации скважин с учетом различных потерь давления от названного узла до пласта.

Выше были рассмотрены некоторые основные и часто встречаемые на практике случаи, когда изменение технологического режима становится необходимостью. Допуская, что существует еще ряд случаев, когда изменение технологического режима эксплуатации по тем или иным причинам также необходимо, отметим, что в настоящее время при проектировании разработки и составлении технологической схемы опытно-промышленной эксплуатации в большинстве случаев не всегда предусматривается необходимость изменения технологического режима газовых и газоконденсатных скважин. Технологический режим эксплуатации по некоторым определяющим факторам принципиально является переменной величиной. Несоблюдение установленного технологического режима и его изменения в процессе разработки со

стороны работников промыслов приводят к преждевременному выходу скважин из строя и бурению дополнительных скважин.

Наиболее часто при проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений используются режимы постоянного градиента, постоянной депрессии или дебита, а также постоянного забойного давления. Причем, как правило, установленный в начальной стадии технологический режим (например, постоянной депрессии или дебита) в период падающей добычи заменяется режимом с постоянным устьевым давлением по части скважин, отличным от давления основного эксплуатационного фонда. В дальнейшем эти скважины с момента ввода компрессорной станции нередко переводятся снова на падающее устьевое давление. Существенное снижение пластового давления, производительности скважин, увеличение количества влаги в газе, низкая скорость потока газа в стволе скважины и другие факторы требуют предварительной оценки и выдачи конкретных рекомендаций по режиму эксплуатации скважин в поздней стадии разработки месторождений с учетом возможного применения плунжерных лифтов, ПАВ и т.д. для более надежной оценки добывной возможности каждой скважины или группы скважин и месторождения в целом.

Время перехода от одного технологического режима к другому в основном зависит от фактора или сочетания факторов, по которым устанавливался данный технологический режим, от стадии разработки залежи и от условия сбора и транспорта газа.

Причем первая часть этого вопроса, т.е. выбор технологического режима в зависимости от того или иного фактора, являющегося определяющим для данного месторождения, решается всеми проектировщиками на базе имеющихся геолого-промысловых данных. Время, которое будет необходимо для изменения режима в зависимости от стадии разработки, диктуется темпом освоения рассматриваемого месторождения, потребностью народного хозяйства по меньшей мере в данном районе, т.е. годовыми отборами, продолжительностью нарастающей, постоянной и падающей добычи. Кроме того, время изменения технологического режима связано с условиями сбора и подготовки газа, с переводом от одной системы осушки к другой, и с начальными данными газопровода, соблюдение которых ставится весьма жестко.

В целом при наличии возможности проведения соответствующих прогнозных расчетов (в технологических схемах и проектах разработки) величин изменения пластового, забойного, устьевого давлений и давления системы сбора, осушки и транспортировки газа, содержания и изменения во времени количества жидкости в газе, технологии эксплуатации скважин с известной конструкцией и других факторов проектировщик обязан рекомендовать соответствующие сроки перехода от одного технологического режима работы к другому и обосновать критерии для их правильного выбора на каждой конкретной скважине.

Без учета указанного требования правомерность и надежность выполнения проектных показателей на месторождениях может сводиться к существенным отклонениям этих данных от фактической возможности промысла. Указанное выше положение касается необходимости изменения временного или так называемого стадийного (в зависимости от периода разработки залежи) технологического режима эксплуатации. Если же технологический режим установлен по какому-то из изложенных факторов, то в случае проведения ряда мероприятий в скважине или неожиданных изменений условий по различным причинам необходимо осуществить текущее (в отдельных скважинах очень частое) изменение технологического режима эксплуатации. Эта необходимость устанавливается по данным периодических исследований скважин или при проведении разных мероприятий в скважинах и уточняется в материалах по анализу разработки.

Из изложенного выше следует, что в процессе разработки происходит изменение технологического режима эксплуатации скважин.

8.9. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И КОНТРОЛЬ ЗА РЕЖИМОМ

Выше были детально рассмотрены основные принципы и факторы, по которым устанавливается технологический режим эксплуатации газовых скважин. Они определяются комплексным учетом геолого-промысловых и технических параметров и условий для рассматриваемой скважины и месторождения в целом. Эти параметры и условия должны быть сопоставлены, и среди них нужно выбрать тот основной фактор или сочетание факторов, которые являются определяющими в данном случае. Правильный выбор определяющего фактора – это первая задача проектировщиков он базируется на данных промыслово-геофизических, гидродинамических и лабораторных исследований с учетом геолого-технических и географических условий месторождения.

При выборе определяющего фактора необходимо обратить главное внимание на наличие подошвенной воды, многопластовость с существованием или отсутствием гидродинамической связи между пластами, наличие коррозионно-активных компонентов, близость контурных вод, возможность и пределы устойчивости пластов к разрушению, коллекторские свойства пластов, пластовое давление и температуру, температуру окружающей ствол скважины среды, количество жидких компонентов в газе, свойства газа и жидких компонентов, условия по осушке, очистке и транспорту газа на промысле и др. Если с учетом необходимых исходных данных, полученных по комплексу исследовательских работ и данных опытной эксплуатации, установлен определяющий фактор, то следующей основной задачей является выбор критерия по определению оптимального технологического режима. Среди рассмотренных выше основных факторов, по которым устанавливается технологический режим работы скважин, выбор критерия сводится к следующим основным условиям.

I. Режим постоянного градиента на забое скважины, величина которого, как правило, определяется, исходя из результатов исследований скважин и опытной эксплуатации при дебите, не вызывающем осложнений. Прежде всего отметим, что режим постоянного градиента на забое скважины устанавливается в случае разрушения пласта, т.е. тогда, когда технологический режим работы скважины определяется по фактору разрушения пласта, и величина градиента должна быть выбрана такой, при которой коллектор не разрушается или разрушается в приемлемых пределах.

Как было указано выше, величина градиента выбирается по данным исследования и эксплуатации скважин. Здесь, на наш взгляд, следует остановиться на двух вопросах, касающихся определения величины градиента на забое.

1. На месторождениях с рыхлыми коллекторами в ряде случаев из-за неправильного выбора глубины спуска и диаметра насосно-компрессорных труб отсутствие выхода песка на поверхность еще не является достаточным условием, чтобы по данным исследования и эксплуатации скважин утверждать правильность выбранной величины градиента. Кроме того, как было показано ранее, разрушение пласта при величине градиента, превышающей его допустимое значение, при котором не происходит разрушения, не является столь опасным, как это кажется на первый взгляд, так как для каждого значения заданного градиента существует область возможного разрушения. Именно поэтому, как показывают многочисленные опытные работы на промыслах, при градиентах, превышающих его допустимую величину, вначале наблюдается интенсивный вынос песка с последующим снижением его количества. Для заданной устойчивости коллектора нетрудно определить радиус зоны разрушения для различных величин градиента давления на забое.

2. При установлении технологического режима работы скважин по разрушению коллектора, как правило, отсутствуют данные, позволяющие оценить устойчивость коллектора на рассматриваемом месторождении. Видимо, следует в комплекс па-

раметров, изучаемых по данным лабораторных исследований керна, включить и параметр устойчивости как необходимое условие. Изучение устойчивости коллекторов в большинстве случаев, когда пласт практически не состоит из сыпучих песков, не представляет особой трудности. Но знание этого параметра позволило бы специалистам по проектированию дать более обоснованную величину градиента и исключить большие погрешности, допускаемые при ее определении по данным исследования скважин. Эти погрешности в основном приводят либо к искусственному занижению производительности скважин, либо к накоплению песчано-глинистых пробок против продуктивного интервала.

Рассмотренный критерий, выраженный в виде постоянной величины градиента, в отличие от других критериев не очень интенсивно изменяется в процессе разработки. Промежуточные изменения величины градиента могут быть только при проведении ремонтно-профилактических работ в скважине, связанных со сменой насосно-компрессорных труб, с укреплением призабойной зоны смолами и т.д.

II. Режим постоянной депрессии на пласт устанавливается при различных факторах, к которым относятся близость подошвенной и контурных вод, деформация коллектора при значительных депрессиях, условия смятия колонны, возможность образования гидратов в пласте и стволе скважины и т.д.

В отличие от режима постоянного градиента, ограничиваемого величиной устойчивости пород к разрушению, пределы, ограничивающие величину депрессии, могут быть определены аналитическим путем независимо от того, по какому из факторов (подошвенная или краевая вода, деформация, гидраты и др.) выбирается постоянная депрессия. Кроме того, в отличие от режима постоянного градиента режим постоянной депрессии по ряду факторов (как, например, подошвенная или краевая вода, гидраты и т.д.) является переменной величиной в процессе разработки. Так, например, при наличии подошвенной воды сначала устанавливается величина допустимой депрессии в зависимости от вскрытой и газоносной мощности пласта, пластового давления и величины плотности воды и газа на данный момент времени.

Однако, так как величина пластового давления, плотность воды и газа, а также положение контакта газ–вода являются переменными во времени, то устанавливаемая величина допустимой депрессии есть функция времени в процессе разработки. Характер изменения величины допустимой депрессии при газовом режиме пласта является линейной функцией пластового давления. Если величина депрессии установлена, исходя из возможной деформации пласта, то эта величина является слабопеременной во времени и ее можно сохранить постоянной достаточно длительное время. Причем увеличение снижения величины допустимой депрессии в этом случае приведет не к существенным осложнениям, а просто к некоторому изменению производительности скважин.

Аналогичные расчеты могут быть проведены и при возможности образования гидратов в призабойной зоне (см. раздел 8.3). В целом режим постоянной депрессии несущественно отличается от режима постоянного градиента, и расчет основных показателей разработки по обоим режимам практически одинаков. В ряде случаев допустимая величина депрессии на скважинах устанавливается с самого начала с целью получения максимально возможного дебита из скважины. В некоторых случаях предельная величина допустимой депрессии хотя и устанавливается с начала эксплуатации скважин, однако достигается она в процессе разработки, что обычно связано с конструкцией скважин, устьевыми условиями и т.д. Этот случай близок к режиму постоянного дебита.

III. Режим постоянного забойного давления среди рассмотренных факторов встречается довольно редко и в основном используется тогда, когда дальнейшее снижение его величины нежелательно вследствие выпадения конденсата при разработке газоконденсатных месторождений. В отличие от предыдущих режимов постоянное забойное давление является наихудшим вариантом с точки зрения темпа снижения произ-

водительности скважин. Режим постоянного забойного давления является временным (особенно при наличии газового режима залежи), и через определенный период эксплуатации замена установленной величины забойного давления новым, более низким значением или переход на какой-либо другой режим становится необходимостью.

IV. Режим постоянного дебита является наиболее выгодным режимом, если величина дебита при этом соответствует максимальным способностям пласта и скважины. Как правило, режим постоянного дебита устанавливается при отсутствии опасности прорыва подошвенных и краевых вод, разрушения пласта (хотя бы до определенного предела, с которого начинается разрушение), превышения допустимой величины скорости потока и др., что практически возможно для крепких коллекторов до достижения определенной величины градиента на забое или величины устьевого или забойного давления при заданной конструкции скважины и системы сбора, осушки и очистки газа. Режим постоянного дебита на определенной стадии разработки, особенно в ее начале, для ряда месторождений может быть установлен при наличии коррозии забойного оборудования и насосно-компрессорных труб, жидкостных или песчаных пробок и т.д. Величина дебита при этом режиме определяется темпом (скоростью) коррозии, пропускной способностью забойного оборудования, скоростью потока, обеспечивающей вынос жидкости и твердых частиц, потенциальной отдачей пласта и другими факторами, рассмотренными в данной работе, а также наземными условиями.

V. Режим постоянной скорости фильтрации на забое используется в качестве условия, обеспечивающего вынос песка. Это условие получено при предположении, что силы, действующие на частицы пористой среды, пропорциональны скорости в первой степени. В дальнейшем это условие было записано и для больших скоростей, имеющих место в призабойной зоне и обеспечивающих вынос песка при двучленном законе сопротивления как при малых, так и при больших скоростях. Если режим постоянного дебита отчасти соответствовал конструкции скважин, то режим постоянной скорости в полной мере относится к призабойной зоне пласта, точнее, к стенке скважины. Таким образом, рассмотрены условия, к которым должен быть отнесен тот или иной определяющий фактор по данной скважине или месторождению в целом.

Расчет основных показателей разработки после того, как влияние основного фактора было сведено к одному из перечисленных условий, рассмотрен в работе [4]. Однако температурный режим эксплуатации скважин, а также ряд факторов, влияющих на производительность скважин, как, например, влияние диаметра эксплуатационной колонны, забойного оборудования и др., не были изложены по двум причинам: во-первых, потому, что при более внимательном изучении эти факторы также могут быть выражены через один из вышеизложенных случаев (постоянство забойного давления, депрессии, дебита, скорости и т.д.); во-вторых, потому, что температурный режим эксплуатации скважин достаточно детально исследован в отечественной и зарубежной литературе. Сказанное выше в полной мере относится и к многопластовым месторождениям, вскрытым единым фильтром.

При наличии нескольких пластов, вскрытых единым фильтром, существуют два возможных варианта установления правильного технологического режима, один из которых сводится к принципам его выбора в однопластовом месторождении, если характеристики пластов и флюидов очень сходны, и второй, в том случае, если пласты и флюиды не сходны, то фактор, по которому определяется критерий, относится к наиболее ограничивающим производительность скважин, что в ряде случаев требует одновременно раздельной эксплуатации. Третий основной вопрос, который должен быть установлен и рекомендован в проекте разработки, – определение диапазона (во времени) пригодности предложенного технологического режима и рекомендация нового, наиболее выгодного после того режима, замена которого становится неизбежной.

В целом, как правило, на поздней стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений практически все технологические режимы сводятся к условиям,

обеспечивающим вынос жидкости из ствола скважин и необходимое устьевое давление.

Независимо от принимаемого технологического режима при наличии того или иного фактора должна быть рассмотрена возможность (а такая возможность практически при наличии любого из ограничивающих факторов или при сочетании факторов имеется) повышения производительности скважин путем внедрения различных мероприятий и рекомендаций, снижающих ограничения их дебита. При проектировании разработки залежи дебиты проектно-эксплуатационных скважин должны быть определены с учетом факторов, ограничивающих их производительность. Соответствующие меры по обеспечению вновь назначенного технологического режима эксплуатации скважин должны быть предусмотрены при переходе от одного режима к другому в процессе разработки. Это условие является одной из важнейших задач проектирующей организации.

Следует отметить еще одно из основных положений установления оптимального технологического режима эксплуатации газовых скважин, заключающееся в способе определения технологического режима. Ранее было подчеркнуто, что технологический режим эксплуатации скважин устанавливается по данным гидродинамических исследований и эксплуатации скважин с учетом геолого-промысловых данных и технико-технологических условий. Однако не по всем факторам можно установить технологический режим только путем проведения гидродинамических исследований и эксплуатации скважин. В частности, большинство факторов, по которым устанавливается технологический режим, может быть определено предварительными прогнозными расчетами.

Соответствие прогнозных данных с практическими результатами исследований и эксплуатации скважин должно быть установлено в процессе испытания и эксплуатации скважин. Правильность выбранного технологического режима в большинстве случаев определяется данными более длительной эксплуатации скважин. Это условие касается прежде всего газонефтяных скважин, если имеется возможность прорыва газа. Если показатели скважин не отклоняются от рекомендованных расчетным путем величин и характер их изменения идентичен с прогнозными данными, то выбранный технологический режим можно считать правильным. Существенные отклонения основных параметров (давления, дебита газа и жидкости, температуры и т.д.) пласта и скважины от предварительно определенных расчетным путем указывают либо на неправильность (неточность) информации о геолого-промысловой характеристике и технических условиях пласта и скважины, либо на неверность выбранного критерия при установлении технологического режима эксплуатации скважины. Изменения в этом случае должны базироваться на результатах испытания и эксплуатации скважин.

Изложенные выше положения об установлении технологического режима и характере его изменения в процессе разработки становятся более существенными для подземных хранилищ газа ввиду цикличности процесса и изменения параметров пласта в процессе закачки и отбора.

8.10. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РЕЖИМОМ РАБОТЫ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ИХ ИССЛЕДОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

Для обеспечения нормальной эксплуатации скважин необходим периодический контроль за режимом их работы непосредственно на устье. Дебит газа контролируется с целью оперативного регулирования производительности скважины в случае изменения режима ее работы, исследования скважин и установления оптимального режима их работы.

Получение оперативной информации о работе скважины позволяет увеличить рабочие дебиты газа и сократить потери газа в атмосферу при исследованиях.

В 50–60-х годах для контроля за работой скважин, для сбора газа и его предварительной очистки использовали групповую систему сбора газа. По этой схеме от каждой скважины на групповую установку прокладывался отдельный трубопровод, газ из которого поступал на индивидуальный сепаратор с замерным устройством на выходе. При такой системе сбора отпала необходимость ежедневного обхода и объезда скважин. Однако устройства, фиксирующие дебиты скважин, работали ненадежно из-за отказа импульсных линий. Поэтому в один сепаратор стали подключать по нескольку скважин, а для замера отдельных скважин на сборном пункте устанавливали замерный сепаратор, к которому подключали скважины по мере необходимости.

С начала разработки месторождений кустами скважин от каждого куста до сборного пункта предусматривается прокладка рабочего и замерного трубопроводов, скважины подключают по мере необходимости к замерному сепаратору с целью исследования. Однако текущий дебит скважин при такой схеме замерять невозможно.

В настоящее время практически отсутствуют средства контроля за режимом работы скважин, способные работать надежно на устье скважины.

Использование камерных диафрагм (дифманометров), установленных, согласно "Правилам измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами", рядом со скважинами не представляется возможным из-за наличия в газе капельной жидкости, скопления механических осадков до и после диафрагмы на определенном участке трубопровода нормированной длины в горизонтальном положении.

Устройство, предназначенное для контроля за режимом работы скважин, должно располагаться на устье скважины, иметь максимально возможное проходное сечение, функционировать при отрицательных температурах окружающего воздуха.

Для контроля за режимом работы скважин разработан блочный комплект "Сокол-2", устанавливаемый на устье скважины независимо от схемы сбора газа. Этот комплект представляет собой блочную установку, предназначенную для контроля за параметрами газового потока, насыщенного влагой, на газовых месторождениях. Прибор может использоваться в системах регулирования и контроля на объектах добычи газа на устье скважин, на входе или выходе из сепараторов. Он монтируется на вертикальном участке технологического трубопровода.

Блочный комплект состоит из шкафа, узла с быстросъемной диафрагмой и дифманометра типа ДСС-734. Для измерения давления перед диафрагмой и после нее имеются отверстия, которые соединены с соответствующими камерами дифманометра с помощью обечаек из трубы с $Д_у$ $57 \cdot 10^{-3}$ м и импульсных трубок $Д_у$ $14 \cdot 10^{-3}$ м, которые отводятся от обечаек к дифманометру. Дифманометр размещен внутри шкафа и крепится на подставке, укрепленной на днище шкафа. Шкаф снабжен теплоизоляцией. Через полость шкафа проходит труба $Д_у$ $114 \cdot 10^{-3}$ м.

Блочный комплект обеспечивает измерение и запись величины разности (перепада) давления на диафрагме в любое время года, при различных температурах окружающей среды. Это достигается за счет качественной подготовки газа, поступающего в камеры дифманометра, и непрерывного удаления капельной жидкости из каналов, по которым газ поступает в дифманометр в результате естественного стока через отверстия для отбора газа. Рабочее давление потока газа не более 16,0 МПа, диаметр диафрагмы от $30 \cdot 10^{-3}$ до $85 \cdot 10^{-3}$ м, расход газа от 5 до 5000 тыс.м^3/сут, температура окружающего воздуха от +50 до –50°С, среда – некоррозионно-активный природный газ с содержанием минерализованной и конденсационной воды, углеводородного конденсата с температурой выше +5°С. Принцип действия прибора заключается в осуществлении непрерывного контроля, регистрации разности давлений до и после диафрагмы, установленной на пути потока газа.

Для отбора газа выше диафрагмы и под ней имеются отверстия, каждое из которых присоединено к соответствующей камере дифманометра с помощью конденсационных камер и импульсных трубок. Газ из скважины, содержащей капельную

Таблица 109

Значения предельных расходов газа (в тыс.м^3/сут), проходящего через диафрагму с $d = 70 \cdot 10^{-3}$ м

Верхний предел измерения дифманометра ΔP, МПа	Предельные расходы газа при давлениях, МПа		
	5,0	10,0	16,0
0,0063	245	347	439
0,01	300	437	533
0,016	391	553	699
0,025	489	691	874
0,04	618	874	1106
0,063	779	1097	1388
0,1	978	1382	1749
0,16	1236	1749	2212
0,25	1546	2186	2765

Таблица 110

Значения предельных расходов газа (в тыс.м^3/сут), проходящего через диафрагму с $d = 85 \cdot 10^{-3}$ м

Верхний предел измерения дифманометра ΔP, МПа	Предельные расходы газа при давлениях, МПа		
	5,0	10,0	16,0
0,0063	361	510	645
0,01	454	642	813
0,016	574	813	1028
0,025	719	1016	1285
0,04	908	1285	1626
0,063	1145	1613	2040
0,10	1438	2032	2571
0,16	1817	2571	3252
0,25	2273	3213	4065

жидкость, через отверстия в корпусе узла диафрагмы поступает во внутренние полости, образованные конденсационными камерами и основной трубой.

В конденсационных камерах вследствие разности температур поверхности основной трубы, омываемой с внутренней стороны теплым газом, и корпуса камер, охлаждаемого атмосферным воздухом, на внутренней поверхности корпуса обечайки конденсируется влага, содержащаяся в газе. Сконцентрированная влага собирается в нижней части обечаек и под воздействием гидростатического давления через отверстия стекает обратно во внутреннюю полость корпуса. Осушенный газ через импульсные трубки, размещенные в верхней части обечаек, поступает в импульсные трубки дифманометра.

Для дополнительного охлаждения и осушки газа к обечайкам присоединяются байпасные трубопроводы. Наличие байпасных трубопроводов увеличивает теплопередачу в атмосферу, что, в свою очередь, приводит к ускорению процесса конденсирования влаги, содержащейся в газе. При отрицательных температурах окружающей среды в байпасных трубопроводах и на внутренней поверхности корпуса обечайки образуются лед или гидраты, которые дополнительно осушают газ, поступающий в импульсные трубки дифманометра.

Комплект монтируется на вертикальном участке трубопровода на устье газовой скважины. Его можно использовать для определения дебита скважин во время эксплуатации и при их исследовании.

Расчет величины расхода газа следует производить в соответствии с "Правилами измерения расхода газа и жидкостей стандартными сужающими устройствами РД 50-213-80" и "Методикой аттестации и проверки импортных комплексов для измерения количества природного газа с помощью диафрагм с фланцевым отбором давлений МИ 192-79".

Блочный комплект "Сокол-2" можно использовать как в качестве расходомера с нормированной точностью измерения, так и в качестве индикатора расхода. При применении блочного комплекта в составе измерительного комплекса должно выполняться следующее условие: относительная площадь сужающего устройства S, равная соотношению площадей сечения отверстия сужающего устройства и трубопровода,

при рабочей температуре должна быть меньше 0,56, т.е. $S = (d/D)^2 < 0{,}56$. Если указанное условие не выполняется, то прибор используется в качестве индикатора расхода.

Расход величины предельного расхода газа, протекающего через блочный комплект, следует производить по формуле

$$Q = 0{,}552 \cdot 10^3 d^2 \sqrt{\Delta P P / T}, \qquad (84.8)$$

где Q – объемный расход газа, протекающего через диафрагму прибора, м^3/с; d – диаметр отверстия диафрагмы, м; P – давление газового потока, МПа; ΔP – перепад давления на диафрагме, МПа; T – температура газового потока, К.

В табл. 109 и 110 представлены предельные расходы газа, проходящего через диафрагмы $70 \cdot 10^{-3}$ и $85 \cdot 10^{-3}$ м, которые можно замерить дифманометрами с верхними пределами измерения от 0,0063 до 0,25, при рабочих давлениях 5,0; 10,0 и 16,0 МПа с использованием блочного комплекта в качестве расходомера и индикатора.

В случае, если потери давления на местном сопротивлении превышают допустимую величину, для замера расхода газа следует установить два или более блочных комплекта параллельно.

Глава 9

ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Приборы и аппаратура при газодинамических, промыслово-геофизических и газоконденсатных исследованиях скважин применяются с целью определения достоверных величин необходимых параметров. Ниже рассматриваются приборы и аппаратура, которые можно использовать на газовых промыслах СНГ для измерения давлений, температур и расходов газа. Измерение указанных параметров в зависимости от вида исследований может проводиться на поверхности и в стволе скважины – так называемые "глубинные исследования". При глубинных исследованиях помимо самих измерительных приборов или систем требуется определенный комплекс оборудования для проведения спуско-подъемных операций. Несмотря на значительное осложнение процесса исследования с глубинными приборами обойтись без них не всегда возможно, так как в некоторых случаях определить необходимые параметры с приемлемой точностью аналитическим путем не удается.

Для глубинных исследований применяются глубинные приборы следующих разновидностей:

– приборы с местной регистрацией измеряемого параметра, которые спускаются в скважину на специальной проволоке-канате и состоят из датчика, чувствительного к измеряемому параметру, и механизма, позволяющего записать величину измеренного параметра на специальном диаграммном бланке. После подъема прибора из скважины и извлечения диаграммного бланка производится расшифровка записи прибора и определение измеренной величины параметра;

– глубинные дистанционные приборы, включающие в себя глубинный снаряд, содержат чувствительный датчик с преобразователем и вторичную аппаратуру. Сигнал датчика о величине измеряемого параметра, преобразованный в электрический, по геофизическому бронированному кабелю передается на расположенную на поверхности вторичную аппаратуру, которая, в свою очередь, расшифровывает принятый сигнал, показывает или записывает его.

Преимущество приборов с местной регистрацией – сравнительная простота проведения спуско-подъемных операций из-за малого диаметра проволоки, а недостаток – отсутствие информации о работе прибора в скважине. В таком случае возможны некачественные исследования из-за неисправности прибора, которые необходимо повторять.

Дистанционные приборы при всей сложности спуско-подъемных операций обладают тем преимуществом, что дают постоянную информацию о работе прибора в скважине и величине регистрируемого параметра. В необходимых случаях можно сразу провести повторные контрольные измерения или проследить изменение параметра по любому интервалу глубины скважины.

Практика проведения газодинамических, промыслово-геофизических и газоконденсатных исследований скважин показала, что исполнители должны знать методику испытания и обработки полученных результатов, принцип действия и устройство приборов и аппаратуры, иметь определенный опыт работы с ними, учитывать особенности конструкции и обвязки скважин, строго соблюдать правила техники безопасности. Для проведения исследовательских работ на промыслах специальные исследовательские бригады должны быть обеспечены всеми необходимыми приборами и

аппаратурой, оборудованием, приспособлениями. В обязанности такой бригады помимо основной задачи (проведение исследований) должны входить операции по подготовке скважины, ремонту, наладке и тарировке приборов и аппаратуры, обработке полученных результатов.

Подготовка скважины к проведению любого исследования – важный этап, от которого зависит не только качество получаемых результатов, но и, как правило, сама возможность проведения намеченных испытаний. В процессе подготовки скважины могут проводиться, в зависимости от вида предстоящего исследования и степени обустройства промысла, следующие операции: установка передвижных мостков, лубрикатора на соответствующее давление, вышки для спуска и подъема глубинных приборов в скважину, проверка и подключение газопровода и приборов для измерения дебита, подключение сепаратора для отделения жидкой фазы, установка приборов для измерения устьевых давлений и температур и т.д.

Описание устройства приборов и аппаратуры, а также методов работы с ними дается в таком объеме, который необходим как дополнение к сведениям, содержащимся в "паспортах" и "инструкциях", поставляемых заводом-изготовителем с каждым экземпляром прибора. Краткое описание дистанционных приборов всех типов рекомендуется использовать как справочный материал, так как серийно эти приборы не выпускаются и исследования скважин с их помощью ведут авторские коллективы.

9.1. ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

В процессе газогидродинамических, промыслово-геофизических и газоконденсатных исследований возникает необходимость измерения давления на устье скважины, в узле измерения дебита и в стволе скважины на различных глубинах. Давление на устье скважины и в узле измерения дебита следует измерять пружинными показывающими, образцовыми или контрольными манометрами типа МО и МТИ. В стволе скважины давление измеряют глубинными регистрирующими и дистанционными манометрами.

9.1.1. Пружинные манометры

Чувствительным элементом манометров типа МО и МТИ служит пружина (рис. 211). При увеличении давления она распрямляется и через рычажную систему и зубчатый сектор поворачивает стрелку манометра на соответствующий угол. Отсчет проводится по шкале, градуированной в делениях. Величина давления в системе газовой и нефтяной промышленности измеряется в кгс/см^2. Принятая система СИ при использовании таких манометров вызывает определенные трудности при газогидродинамических расчетах. Несмотря на эти трудности, несоответствия имеющихся приборов и принятой системы единиц, все расчетные формулы и характеристики применяемых приборов даются в системе СИ. Пересчет давлений в МПа проводят по формуле

$$P = A_н + n(N - B_н), \tag{1.9}$$

где P – избыточное давление, МПа; N – показания манометра, деления; $A_н$, $B_н$ – ближайшее нижнее значение давления от N по тарировочной таблице используемого манометра, МПа и деления соответственно

$$n = [A_в - A_н]/[B_в - B_н], \tag{2.9}$$

где $A_в$, $B_в$ – ближайшее верхнее значение давления от N по тарировочной таблице, МПа и деления соответственно; n – цена деления манометра.

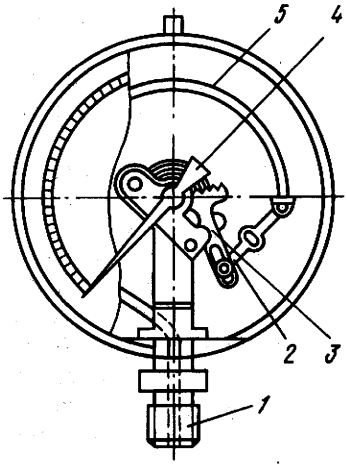


Рис. 211. Схема пружинного манометра

1 – резьба установочная; *2* – тяга; *3* – зубчатый сектор; *4* – стрелка; *5* – пружина

Пример. Рассчитать давление по показанию манометра $N = 260{,}1$ деления. По тарировочной таблице для данного манометра имеем: $B_н = 254{,}0$ делений; $A_н = 8{,}5$ МПа; $B_в = 269{,}2$ делений; $A_в = 9{,}0$ МПа.

Тогда

$n = (9{,}0 - 8{,}5)/(269{,}2 - 254) = 0{,}0329$;

$B = 8{,}5 + 0{,}0329(260{,}1 - 254) = 8{,}7$ МПа.

Технические характеристики пружинных показывающих манометров приведены в табл. 111.

При установке образцов манометров в местах измерений необходимо соблюдать следующие условия.

Присоединительный штуцер должен быть направлен перпендикулярно к потоку газа в трубопроводе и не заходить за пределы внутренней стенки трубопровода.

Маномер должен быть установлен вертикально. Вся измерительная линия должна быть герметичной.

В схеме соединения необходимо предусматреть два вентиля на соответствующее давление. Один – для отключения манометра от измеряемой линии, другой – для выпуска газа из манометра перед демонтажем. Манометр должен быть укрыт от действия прямых солнечных лучей.

Присоединение образцовых манометров к местам измерений допускается одним из следующих способов:

– непосредственно к точке измерения – если отсутствуют агрессивные примеси в измеряемой среде и температура измеряемой среды и окружающего воздуха не отличается от температуры, при которой оттарирован данный образцовый манометр более чем на 3 град;

Таблица 111

Технические характеристики манометров типа МО и МТИ

Показатель	МО 0,16	МО 0,25	МО 0,4	МТИ 0,6	МТИ 1,0
Верхние пределы измерения, МПа	0,1; 0,16; 1,0; 1,6; 16,0; 25,0	0,25; 2,5; 4,0; 40,0; 60,0	0,4; 0,6; 6,0; 10,0	0,1; 0,16; 0,6; 1,0; 4,0; 6,0; 16,0; 25,0; 60,0; 100	0,25; 0,4; 1,6; 2,5; 10,0; 40,0; 160,0
Рабочая температура, К	293 ± 3	293 ± 5	–	293 ± 3	–
Допустимая температура, К	–	289 – 308	–	–	От –223 до +333
Диаметр корпуса, 10^{-3} м	250	–	160	–	–
Допустимая относительная влажность воздуха, %	–	До 80	–	–	–
Допустимая скорость изменения давления, %/с	–	До 1	–	–	–
Назначение	Для измерения избыточного давления нейтральных по отношению к латуни, бронзе и конструкционной стали жидкостей и газов				

– через трубки высокого давления – при температуре измеряемой среды, превышающей допустимую температуру для образцового манометра;

– через трубки высокого давления и ловушку – если в измеряемой среде присутствуют агрессивные примеси. В этом случае все необходимые детали схемы должны быть изготовлены из соответствующего антикоррозионного материала.

Выбор предела измерения манометра зависит от давления измеряемой среды. Предпочтителен образцовый манометр с таким пределом измерения давления, когда стрелка манометра в процессе измерения располагается в средней трети шкалы.

Уход за образцовыми манометрами должен включать в себя мероприятия по содержанию его в чистоте, исправности. Его следует оберегать от тряски и ударов. Необходима периодическая тарировка манометров на образцовых поршневых манометрах типа МОП класса точности 0,05 согласно заводским инструкциям. Периодичность проверки манометра зависит от характера исследований, условий его хранения и транспортировки; при непрерывной работе манометра – 1 раз в месяц, при перевозке на разовые исследования в полевых условиях – 1 раз в неделю; для особо ответственных исследований – перед каждым из них.

9.1.2. Дифференциальные манометры

Для измерения перепадов давления используют дифференциальные манометры. Наиболее распространены жидкостные, поплавковые, мембранные и сильфонные дифманометры. В газовой промышленности дифманометры применяются в основном в расходомерах. Поэтому принцип действия и порядок установки дифманометров изложен в пункте по измерению дебита скважин.

9.1.3. Глубинные манометры с местной регистрацией давления

Пластовые и забойные давления, а также давления на любых глубинах в стволе скважины между устьем и забоем измеряются и регистрируются глубинными манометрами. Промышленность выпускает глубинные манометры нескольких типов с местной регистрацией, разработанных институтом ВНИИКАнефтегаз.

Ниже изложены характеристики глубинных прецизионных манометров нормального ряда.

Манометры МГН-1 пружинно-поршневого типа предназначены для выполнения точных измерений давления и его изменений (рис. 212). Под действием давления в скважине поршень *16* совершает поступательное движение, а для снятия статических нагрузок и повышения точности измерения давления – вращательное. Периодичность вращения поршня осуществляется автоматическим прерывателем электронного типа *9*, смонтированным в корпусной трубе *10*. Время остановки вращения поршня регулируется от нуля (непрерывный режим вращения) до 5–6 мин путем поворота ручки *6* со шкалой *7*, снабженной делениями, которые указывают задаваемую паузу. Рекомендуемый режим согласован с временем работы часового привода и может быть выбран по приведенным ниже показателям:

Время работы часового привода, 3600 с	2	4	8	15	30	60	120	250
Обозначение режима работы на шкале	0	1	2	3	4	5	6	7

Само вращение поршня обеспечивается электродвигателем постоянного тока *11*, питаемого батареями сухих элементов *4*. От электродвигателя через редуктор *12* вращательное движение передается измерительной пружине *15*, жестко связанной свободным концом с поршнем. Второй конец пружины соединен с валом *13*, укреп-

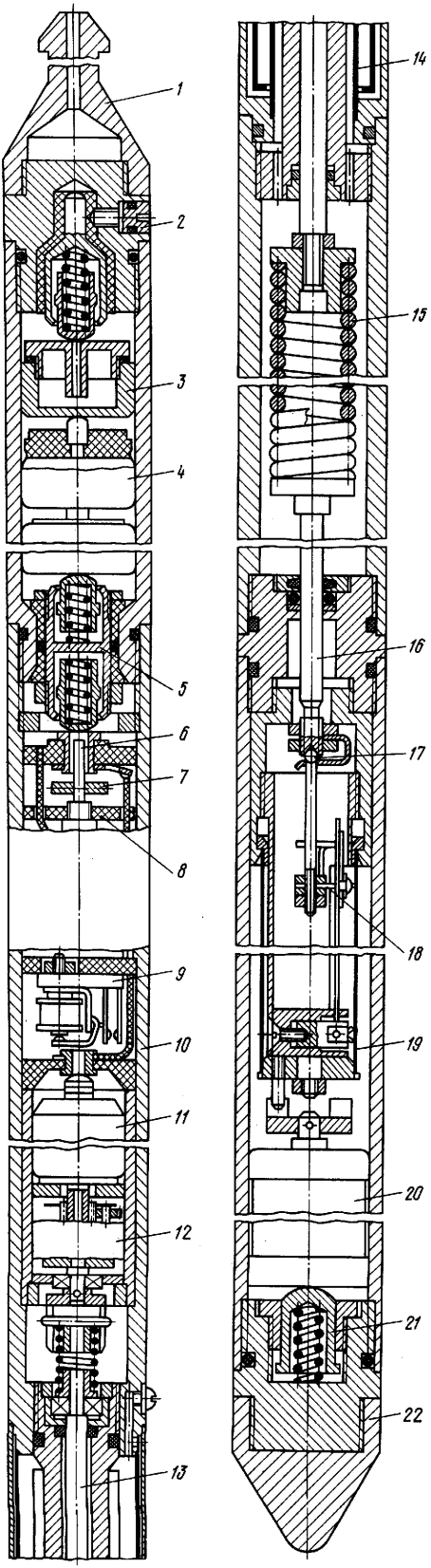


Рис. 212. Глубинный манометр МГН-1

1 – хвостовик; *2* – выключатель питания; *3* – сосуд с легкокипящей жидкостью; *4* – источники питания; *5* – токопровод; *6* – ручка; *7* – шкала; *8* – диск; *9* – автоматический прерыватель; *10* – корпусная трубка; *11* – электродвигатель; *12* – редуктор; *13* – промежуточный вал; *14* – лабиринтный разделитель; *15* – измерительная пружина; *16* – поршень; *17* – шарнир; *18* – каретка с пишущим пером; *19* – барабан с диаграммным бланком; *20* – часовой привод; *21* – амортизатор; *22* – наконечник

Таблица 112

Техническая характеристика манометров МГН-1 и МПМ-4

Показатель	МГН-1	МПМ-4
Пределы измерения давления, МПа	0,2–4,0; 0,3–6,0; 0,5–10,0; 0,8–16,0; 0–20,0; 1,2–25,0; 1,5–30,0	0,1–5,0; 0,5–12,0; 1,0–18,0; 1,0–25,0
Максимальная рабочая температура, К	373	333
Приведенная погрешность, %	0,1–0,25	0,5
Порог чувствительности, МПа	0,01% от верхнего предела	0,0006 – 0,004
Рабочий ход поршня, 10^{-3} м	100 ± 10	100
Длина, 10^{-3} м	1800	1460
Диаметр, 10^{-3} м	32	25
Масса, кг	15	2,9

ленным в радиально-упорном подшипнике, и имеет возможность только вращательного движения.

Перемещение поршня, пропорциональное давлению в скважине, записывается пером на диаграмме, укрепленной в барабане *19* часового привода *20*. Для этого каретка с пишущим пером *18* соединяется с поршнем посредством шарнира *17* и имеет возможность только поступательного перемещения по направляющим, выполненным в виде натянутых струн. Разделитель лабиринтного типа *14* состоит из трубок, расположенных концентрично, и предохраняет внутреннюю полость маноблока от проникновения внешней среды. Конструкция разделителя обеспечивает возможность быстрой разработки для промывки рабочих полостей, а также для заполнения маноблока рабочей жидкостью без нарушения градуировки манометра. Перед заполнением маноблока жидкостью необходимо отсоединить его от трубы *10*, поставив прибор в вертикальное положение.

Блок питания электродвигателя состоит из четырех элементов *4*, соединенных последовательно, выключателя *2* и сосуда *3* с легкокипящей жидкостью. Повышение рабочей температуры вызывает испарение жидкости, приводит к повышению давления в блоке питания и препятствует выходу источников питания из строя. Электрическая цепь образуется корпусом прибора и токопроводом *5*.

Подготовка прибора для проведения измерений в скважине состоит в смене диаграммного бланка, заводке часового привода и включении цепи электропитания путем поворота выключателя *2*. При необходимости следует промыть маноблок и заполнить его маслом. Режим работы прерывателя устанавливается обычно перед выездом на скважину в лабораториях КИП или в лабораториях бригад по исследованию. Там же проверяется пригодность источников питания. Техническая характеристика манометров МГН-1 приведена в табл. 112.

Для проведения поинтервальных измерений давления можно использовать глубинный поршневой малогабаритный манометр МПМ-4 (рис. 213), если его технические характеристики соответствуют существующим конкретным условиям. Конструктивная особенность этого прибора – отсутствие часового механизма. Вращение поршня с пером осуществляется электродвигателем, питаемым от батареи источников тока, через редуктор со скоростью примерно 1 об/600 с, причем скорость вращения поршня нестабильна. Техническая характеристика манометров МПМ-4 приведена в табл. 112.

Геликсные глубинные манометры выпускаются в промышленности в модификации нормального ряда манометров МГН-2. Их конструкция разработана с учетом опыта эксплуатации ранее созданных отечественных и лучших образцов зарубежных приборов аналогичных типов, а применение предпочтительнее для измерения высоких давлений при повышенных температурах.

Манометр МГН-2 (рис. 214) состоит из двух основных узлов – манометрического блока и механизма записи. Маноблок состоит из сильфонного разделителя *1*, геликса, воспринимающего давление в скважине, *2*, зубчатой муфты *3* и передаточного валика *4*, вращающегося в шарикоподшипниках *5* и *6*. Все эти детали смонтированы в переходниках *7* и *8* и трубе *9*. Механизм записи размещен в корпусе *10* и переходнике *7*. Он состоит из часового механизма *11*, редуктора *12*, барабана записи *13* с гайкой *14*, ходовым винтом *15* и плавающей опорой. Барабан опирается тремя выступами на кромки направляющих пазов корпуса *10* и прижимается к ним пружиной. Пародержатель связан зубчатой муфтой с передаточным валиком *4*. Для выбора люфта держатель центрируется относительно барабана направляющей трубой, скользящей опорой и пружиной. Доступ к барабану записи и редуктору обеспечивается через съемную крышку механизма записи, закрепленную упором и пружинным фиксатором. К прибору придается унифицированная термометрическая секция с максимальным термометром и амортизационным устройством.

Барабан перемещается по направляющим под действием собственной массы, но скорость его хода регулируется движением несамотормозящего винта, передаточным отношением редуктора и частотой вращения вала часового привода, играющих роль спускового устройства. Наличие редуктора и двух сменных винтов с различным ходом обеспечивает получение четырех масштабов записи при использовании одного часового привода.

В приборах, предназначенных для газовых скважин, сильфон можно заменить фильтром. В этом случае наружное давление поступает непосредственно в геликс, что несколько повышает точность показаний. Технические данные манометров МГН-2 приведены в табл. 113. Дифференциальные глубинные манометры применяются для измерения и регистрации небольших изменений давления. В газовых скважинах их можно использовать для регистрации КВД, кривых стабилизации давления, поинтервальных измерений давления по стволу скважин от устья до забоя.

В настоящее время намечаются к серийному производству дифманометры с силовой компенсацией конструкции ВНИИКАнефтегаз. Принцип действия этих приборов состоит в измерении деформации упругого элемента, уравновешивающего измеряемое давление. Основные узлы дифманометров "Самотлор-1" и "Селигер-1" (рис. 215): блок регистрации с часовым приводом, силовой и электронный блоки, контактный нуль-орган с сильфонным разделителем, блок питания, состоящий из батарей сухих элементов или аккумуляторов.

Оба прибора требуют предварительной зарядки сжатым газом, давление которого с учетом температурной поправки определяется статическим давлением на заданной глубине. Прибор начинает работать после уравновешивания давления в скважине давлением зарядки. В дифманометре типа "Селигер" измеряемое приращение давления через впускной клапан воздействует на сильфонный разделитель, снабженный подвижным контактом. Замыкается правый контакт, включается электродвигатель, выходной вал которого кинематически соединен с поршнем. Поршень перемещается вниз, сжимая воздух до тех пор, пока давление в камере не станет равным измеряемому. После этого цепь размыкается и двигатель останавливается. Перемещение поршня регистрируется на диаграммном бланке, вставленном в барабан, который вращается часовым приводом. При уменьшении измеряемого давления замыкается

Рис. 213. Глубинный малогабаритный манометр МПМ-4

1 – труба; *2* – барабан; *3* – перо; *4* – поршень; *5* – пружина; *6* – промежуточный валик; *7* – разделитель; *8* – редуктор; *9* – двигатель

Рис. 214. Глубинный манометр нормального ряда МГН-2

1 – сильфонный разделитель; *2* – геликс; *3* – зубчатая муфта; *4* – передаточный валик; *5*, *6* – шарикоподшипники; *7*, *8* – переходники; *9* – труба; *10* – корпус; *11* – часовой механизм; *12* – редуктор; *13* – барабан для записи; *14* – гайка; *15* – ходовой винт

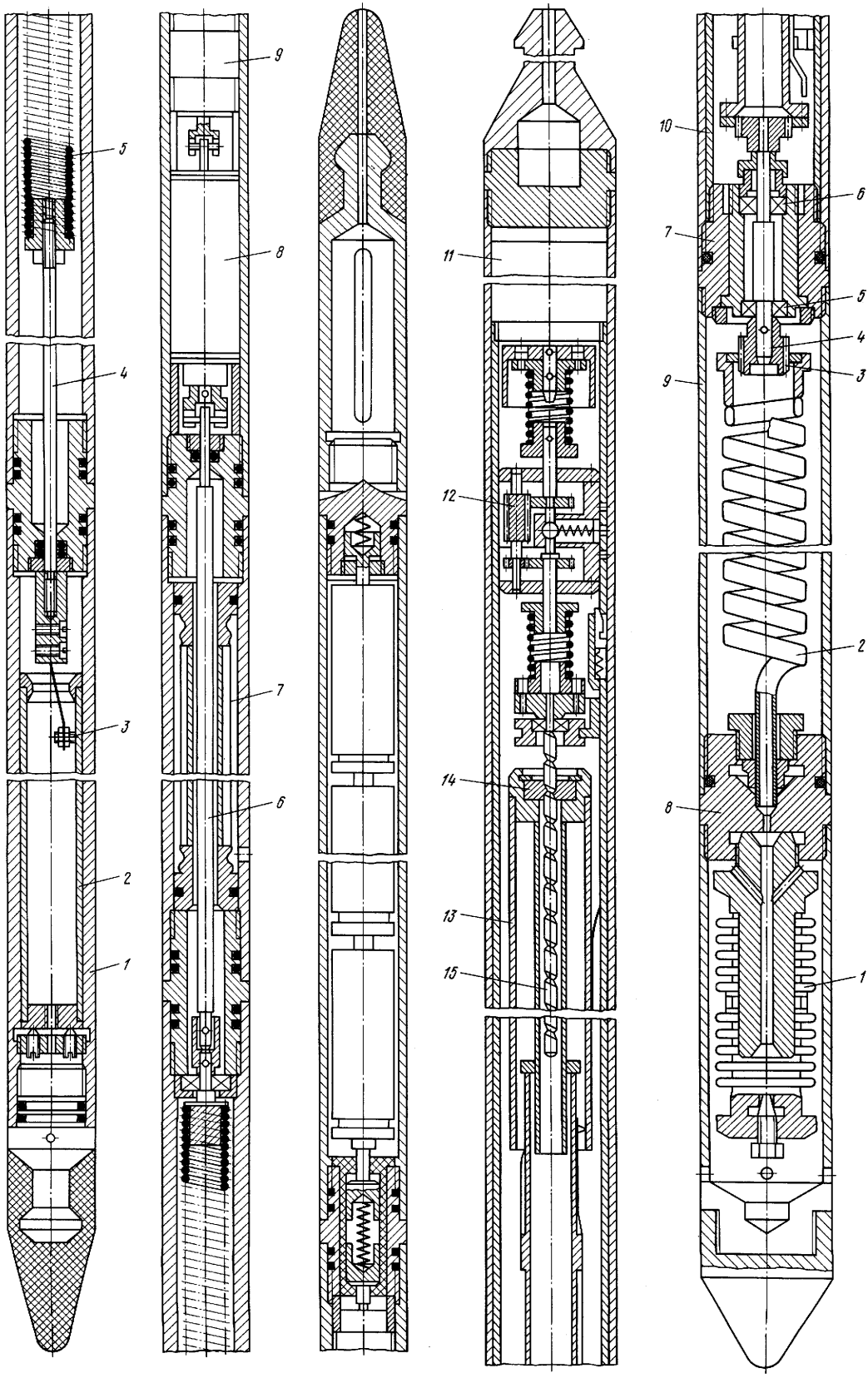

5
4
3
2
1
9
8
7
6
11
12
14
13
15
10
6
7
5
4
3
9
2
8
1

Таблица 113

Техническая характеристика манометров типа МГН-2

Показатель	МГН-2-100	МГН-2-160	МГН-2-250	МГН-2-400	МГН-2-600	МГН-2-800	МГН-2-1000
Пределы измерения давления, МПа	0–10	0–16	0–25	0–40	0–60	0–80	0–100
Рабочая температура, К	От 293 до 393				От 293 до 433		
Основная приведенная погрешность, %	+0,25				+0,4		
Порог чувствительности, МПа	0,01	0,02	0,03	0,06	0,06	0,15	0,2
Длина записи по давлению, 10^{-3} м	50 ± 5				45 ± 5		
Длина записи по времени, 10^{-3} м	120 + 5						
Масштаб записи, 10^{-3} м/60 с	0,125		0,25	0,5			1
Продолжительность записи времени*, 3600 с	16		8	4	2		–
Материал бланка	Бумага диафрагменная			Фольга металлическая с покрытием			
Длина**, 10^{-3} м	1500		1550	1750			1800
Диаметр, 10^{-3} м	32			36			
Масса, кг	Не более 10						

*Время записи 16 · 3600 с соответствует масштабу записи 0,125; время записи 8 · 3600 с – масштабу 0,25 и т.д. при условии применения часового привода типа 27ЧП.

**Длина прибора без термометрической секции.

левый контакт и поршень перемещается вверх на ход, необходимый для выравнивания давлений в воздушной камере и в скважине.

Глубинный дифманометр типа "Самотлор" также заполняется сжатым газом. Однако измерение приращений давления осуществляется не за счет изменения объема камеры противодавления, а за счет деформации винтовой цилиндрической пружины. При включении контактов электродвигатель, выходной вал которого парой винт–гайка соединен с измерительной пружиной, деформирует ее до тех пор, пока натяжение пружины не уравновесит силу, действующую на разделительный сильфон, с

Рис. 215. Глубинные дифмамометры "Самотлор-1" (*а*) и "Селигер-1" (*б*)

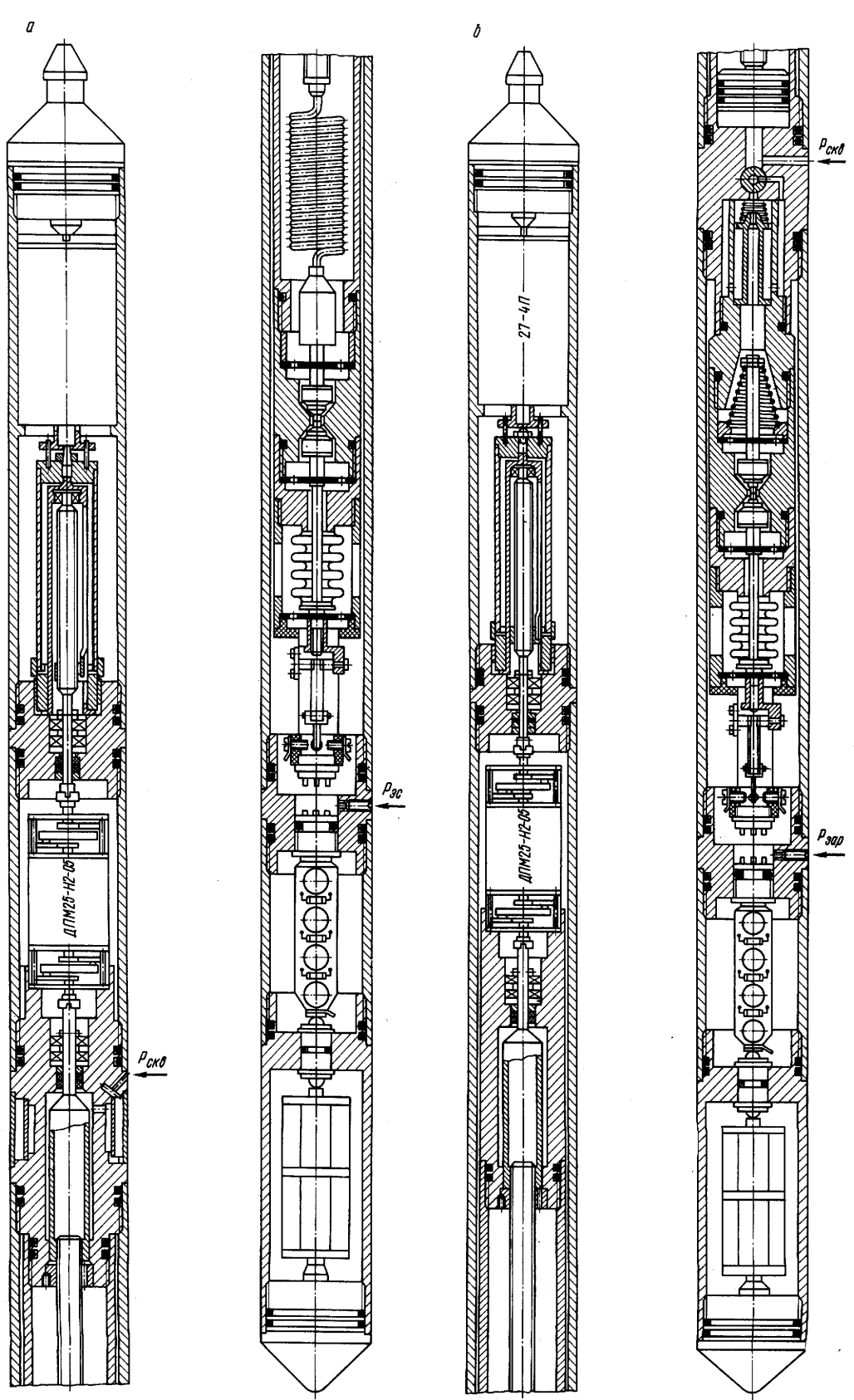

а
ДПМ25-Н2-06
$p_{скв}$
$p_{эс}$
б
27-41П
ДПМ25-Н2-06
$p_{скв}$
$p_{эдр}$

Таблица 114

Техническая характеристика глубинных дифманометров

Показатель	"Селигер-1"	"Самотлор-1"
Максимальное рабочее давление, МПа	40,0	25,0
Диапазон измерения	20–30% давления зарядки	0,25–1,2 МПа
Порог чувствительности, МПа	0,002	0,0002
Верхний предел рабочей температуры, К	737	737
Длина, 10^{-3} м	1600	2000
Диаметр, 10^{-3} м	36	36
Масса, кг	10	12,5

Таблица 115

Технические характеристики глубинных манометров зарубежных фирм

Показатель	М-57	РПГ-3	К-2	К-3	К-4
Пределы измерения, МПа	5,5; 11,0; 16,0; 22,5; 32,0; 45,0; 55,0; 70,0	От 0–5,6 до 0–155,0	От 0–7,0 до 0–150,0		От 0–5,6 до 0–84,5
Погрешность, % от предела измерения	0,1–0,2	0,2	0,25	0,25	0,25
Максимальная рабочая температура, К	433	643	533	533	533
Длина записи параметра по оси времени, 10^{-3} м	200	127	76	100	63
Длина, 10^{-3} м	3500	1670	1130	1200	1070
Диаметр, 10^{-3}м	32–36	32	25,4	31,7	19
Масса, кг	15	6,8	2,7	4,0	2,27
Время непрерывной работы, 3600 · с	1, 15, 30, 90, 180, 360	2, 3, 12, 24, 48, 72, 120, 144, 168, 180, 360	3–6–12, 12–24–48, 30–60–120	3–6–12, 12–24–28, 30–60–120	3–6–12, 12–24–48, 18–36, 72

измеряемым давлением. Предел измерения, масштаб записи и чувствительность дифманометра не зависят от давления зарядки, так как они определяются упругой деформацией измерительной пружины.

Операции по подготовке глубинных дифманометров и проведению измерений совпадают с аналогичными операциями для глубинных манометров пружинно-поршневого типа. В табл. 114 приведены технологические характеристики глубинных дифманометров типа "Селигер-1" и "Самотлор-1".

Зарубежные фирмы "Лойтерт" (ФРГ), "Кастер" и "Амерада" (США) изготовляют и поставляют глубинные манометры с местной регистрацией нескольких типов. Основные технические характеристики этих приборов приведены в табл. 115.

Пружинно-поршневые глубинные манометры типа М-57 выпускаются фирмой "Лойтерт", а геликсные – фирмами "Амерада" (РПГ-3) и "Кастер" (К-2, К-3, К-4).

Глубинные манометры с дистанционной регистрацией показаний будут рассмотрены ниже в группе комплексных приборов.

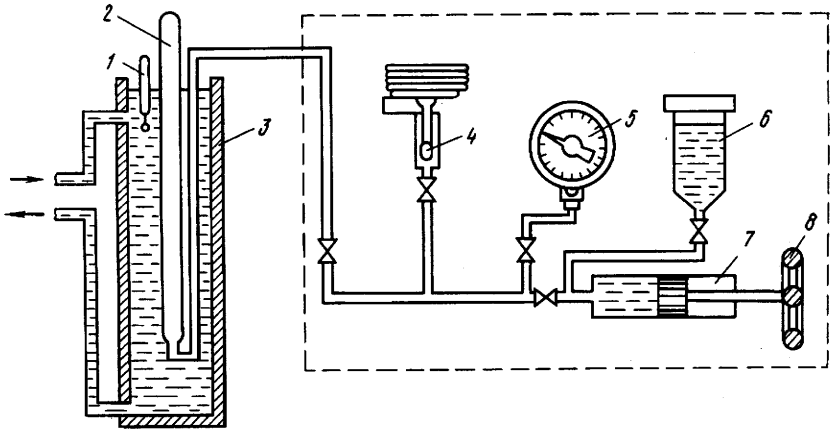


Рис. 216. Схема поверки глубинных манометров

1 – термометр; *2* – глубинный манометр; *3* – баня; *4* – шток с тарелкой; *5* – образцовый манометр; *6* – масляный бак; *7* – гидравлический пресс; *8* – маховик

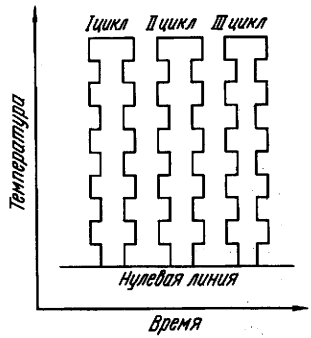


Рис. 217. Форма записи на бланке

Поверка манометров всех типов проводится с целью определения зависимости между измеряемым давлением и показанием прибора. При этом определяется погрешность прибора, порог чувствительности и температурная поправка. Все эти данные заносятся в паспорт прибора. Образцовые приборы тарируются в органах Госстандарта России. Повторная поверка глубинных манометров проводится по методике, согласованной с Госстандартом Российской Федерации, через 15–20 измерений. При этом необходимо применять следующие приборы и оборудование:

– грузопоршневые образцовые манометры класса точности не ниже 0,05;

– термостатирующую установку с максимальной температурой термостатирования не ниже верхнего предела рабочей температуры с точностью поддержания не ниже ± 2 град;

– микроскоп измерительный или компаратор с точностью отсчета не ниже $0{,}01 \cdot 10^{-3}$ м и пределом измерения до $200 \cdot 10^{-3}$ м;

– хронометр по ГОСТ 8916-77;

– комплект термометров Б-IV № 2–6 ГОСТ 215-73.

Поверка манометра (рис. 216) проводится при температуре 293 ± 5 К и максимальной рабочей температуре с отклонением ±5 град. Давление увеличивается ступенеобразно с расчетом не менее 10 ступеней на весь диапазон измерения для данного манометра при трехкратном повторении прямого и обратного ходов. Запись на диаграммном бланке должна иметь вид, аналогичный изображенному на рис. 217. Среднее давление определяется как среднеарифметическое из шести значений (трех для прямого хода и трех для обратного) при комнатной и отдельно при максимальной температурах.

Давление определяется по формуле

$$P = P_n[P_{n+1} - P_n]a/b, \qquad (3.9)$$

где P_n – ближайшее к искомому градуировочное давление, определяемое по графику, МПа; P_{n+1} – ближайшее большее градуировочное давление, МПа; a – отрезок вертикальной линии (проведенной через точку температурной шкалы, соответствующую температуре измерения), ограниченный конечной точкой измеренной ординаты L и ближайшей нижней наклонной линией графика; b – отрезок вертикальной линии (проведенной через точку температурной шкалы, соответствующую температуре измерения), ограниченный двумя наклонными линиями графика.

Фактическая приведенная погрешность (в %) определяется из выражения:

$$\alpha = \pm |\alpha_{мак}| \cdot 100/L_{мак.ср}, \quad (4.9)$$

где $|\alpha_{мак}|$ – максимальная погрешность прибора для всех ступеней давления, мм; $L_{мак.ср}$ – среднее значение ординаты для верхнего предела измерения, 10^{-3} м.

Чувствительность манометра определяется на трех ступенях давления, составляющих соответственно 10, 50 и 90% максимального давления. На каждой ступени добавляется давление, равное 0,2% верхнего предела измерения.

Смещение на линии бланка не должно быть менее $0{,}1 \cdot 10^{-3}$ м при прямом и обратном ходе. Чувствительность вычисляется по формуле

$$S = \Delta l/\Delta P, \quad (5.9)$$

где Δl – изменение сигнала на выходе, мм; ΔP – изменение давления, МПа.

Более подробные сведения по проведению тарировки приборов приводятся в заводских инструкциях, поставляемых в комплекте к каждому прибору заводом-изготовителем.

9.2. ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ

В процессе проведения газогидродинамических исследований измерение температуры газа осуществляют на устье (на работающей струне и в затрубье) и по стволу скважины.

На устье скважины используются термометры расширения (жидкостные, ртутные или спиртовые), которые устанавливают в специальные карманы, предусмотренные в фонтанной арматуре и в обвязке узла измерения дебита. Цена деления применяемого термометра не должна превышать 0,5 град.

Температура газа в стволе скважины измеряется глубинными термометрами с местной или дистанционной регистрацией показаний. Эти термические исследования предусматривают: регистрацию геотермического градиента, установление распределения температурного поля в стволе скважины во время ее работы и остановки, выделение газоотдающих интервалов и оценку дебитов отдельных пропластков.

Глубинные термометры, сконструированные и изготовленные различными организациями, при испытаниях показали схожие технические характеристики. По принципу действия их можно разделить на следующие:

– дилатометрические термометры, в которых для измерения температуры используется тепловое расширение тел;

– манометрические термометры, использующие зависимость изменения давления от температуры вещества, находящегося в сосуде постоянного объема;

– манометрические термометры, заполненные жидкостью с насыщенными парами;

– термометры сопротивления, в которых меняется сопротивление чувствительного элемента в зависимости от температуры;

– частотные емкостные термометры, в которых с изменением температуры меняется частота колебательного контура.

Институтом ВНИИКАНефтегаз разработаны глубинные конденсационные термо-

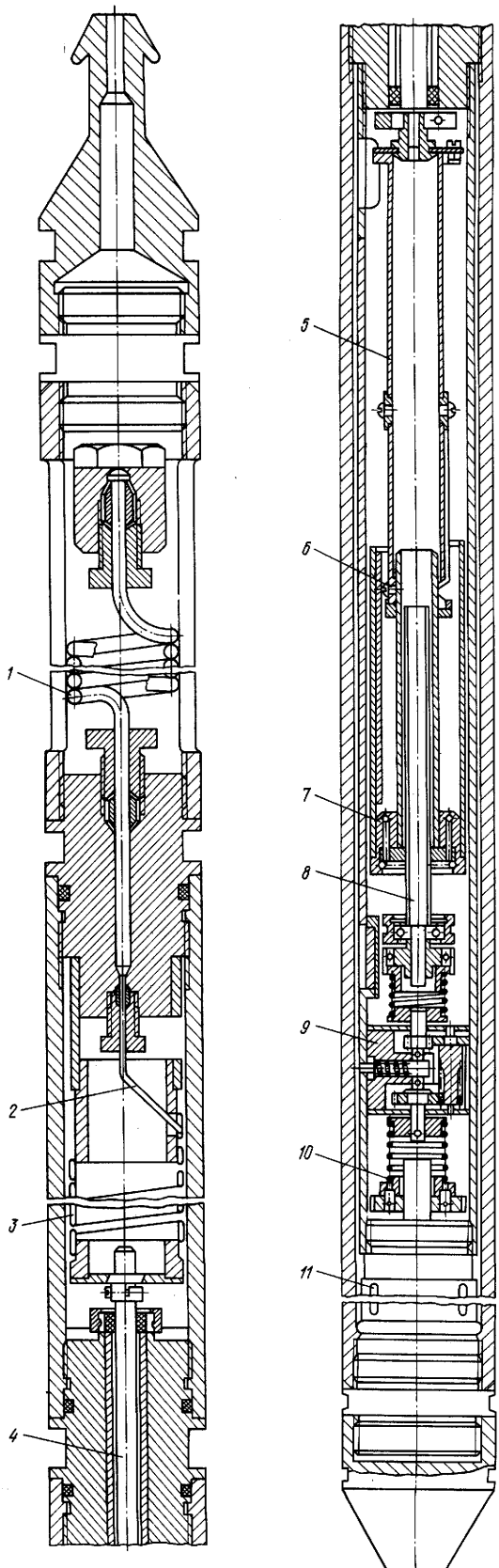


Рис. 218. Глубинный термометр "Сириус-1"

1 – змеевик; *2* – капилляр; *3* – геликс; *4* – валик; *5* – направляющая втулка; *6* – перо; *7* – каретка; *8* – ходовой винт; *9* – редуктор; *10* – муфта; *11* – часовой привод

метры нормального ряда ТГН-1 типа "Сириус" с местной регистрацией на базе геликсных манометров МГН-2.

Полость термоприемника глубинного термометра "Сириус" (рис. 218), выполненного в виде змеевика *1*, сообщается с помощью капилляра *2* с геликсом *3*. При изменении температуры геликс деформируется, что приводит к вращению его свободного конца. Это вращательное перемещение передается на пищущее перо *6* через валик *4* и направляющую втулку *5*. Диаграммный бланк для записи температуры вставляется в каретку *7*, которая приводится в движение от часового привода *11* через муфту *10*, редуктор *9* и ходовой винт *8*.

Пределы измерения термометров типа "Сириус" зависят от жидкости–заполнителя, в качестве которых используется хлористый этил, вода, толуол, анилин и др. Техническая характеристика термометра "Сириус" приведена ниже:

Пределы измерения температуры, К	273–333; 293–373; 313–413; 393–593; 423–523; 473–573; 523–673
Максимальное рабочее давление, МПа	До 100,0
Приведенная погрешность, %	0,2–1,0
Длина записи, 10^{-3} м	
температуры	60
времени	120
Тепловая инерция за 60 с	5
Длина, 10^{-3} м	2000
Диаметр, 10^{-3} м	32
Масса, кг	10,0

К недостаткам этих термометров следует отнести неравномерность шкалы в диапазоне измеряемых температур, а также большую тепловую инерцию.

Подготовка термометра к работе проводится так же, как и глубинного манометра МГН-2 вследствие однотипности их кинематических схем.

Поверка и тарировка термометров всех типов проводится на тех же установках, что и тарировка глубинных манометров с той разницей, что при тарировке глубинных термометров изменяется и фиксируется температура жидкости в бане с помощью термостата.

Температура по стволу скважины может измеряться и другими глубинными термометрами с местной или дистанционной регистрацией показаний (например, ТЭГ-36 и др.), а также отдельными приборами, входящими в комплексы согласно их техническим характеристикам.

Глубинные термометры зарубежных фирм по принципу действия и техническим характеристикам аналогичны приборам отечественного производства. Приборы с местной регистрацией выпускают фирмы: "Лойтерт", "Амерада", "Хамбл" и "Кастер", с дистанционной – фирма "Шлюмберже".

9.3. ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА

Дебит скважин измеряется расходомерами или специальными расходомерными устройствами следующих типов: расходомеры, основанные на методе переменного перепада (методе сужения струи), на методе постоянного перепада (ротаметры), а также турбинные, вихревые расходомеры объемные, массовые, ультразвуковые, тепловые и др.

Наибольшее распространение в промысловых условиях получили измерительные устройства, основанные на методе переменного перепада. Эти устройства предусматривают сужение струи газа при его движении через диафрагму или сопло. В то же время всякое сужение струи газа, являясь разновидностью местного сопротивления,

обусловливает возникновение перепада давления на сужающем устройстве, который при прочих равных условиях зависит от расхода. Эта зависимость и используется при определении расхода газа через диафрагму или сопло.

Устройства для измерения общего дебита, основанные на методе переменного перепада давления, делятся на два типа – расходомеры (измерители докритического течения) и диафрагменные измерители критического течения (ДИКТ).

9.3.1. Измерители расхода при доктрическом течении газа

Расходомеры состоят из двух основных узлов: устройства, в котором монтируется диафрагма, сопла, штуцера и др. и дифференциального манометра, с помощью которого измеряются (показываются, записываются, передаются) перепады давления на диафрагме (сопло и др.) и давления перед сужающим устройством.

Поскольку большинство параметров, необходимых для расчета расхода, берется из показаний дифманометра, весь узел расходомера часто называют "дифманометром". В газовой промышленности наибольшее распространение нашли поплавковые, мембранные и сильфонные дифманометры.

Принцип действия поплавкового дифманометра (рис. 219) заключается в следующем: в сообщающиеся сосуды *2* и *4* заливается жидкость (чаще всего ртуть), которая уравновешивает перепад давлений, образующийся на сужающем устройстве, перепадом уровней. Поплавок *3* в сосуде *2* соответственно опускается и через ось *1* и рычажную систему записывает на вращающийся от часового или электрического привода диаграмме образовавшийся перепад давления.

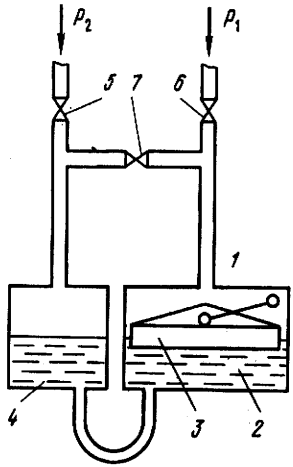
В мембранном дифманометре соответствующий перепад давления компенсируется упругой деформацией мембранного устройства, состоящего из четырех одинаковых, попарно спаянных мембран (рис. 220).

Мембраны присоединены к основанию *1*, внутренние полости их соединены между собой и заполнены дистиллированной водой. С центром верхней мембранной коробки связан помещенный в корпус *6* железный сердечник *4*, который входит в полость катушек *5* дифференциально-трансформаторного преобразователя. Под действием разности давлений в камерах *7* и *8* нижняя мембранная коробка *2* сжимается, вода перетекает в коробку *3*, деформируя ее и перемещая железный сердечник. Таким образом, разность давлений преобразуется в электрический сигнал, измеряемый вторичной аппаратурой.

Общий вид сильфонного дифманометра показан на рис. 221. Для замера перепада давления к сильфонному блоку присоединяется вентильная головка, а показывающее или регистрирующее устройство устанавливается в прямоугольном корпусе. В сильфонном блоке (рис. 222) на основании *6* расположены сильфоны *1* и *14*, донышки которых связаны штоком *16*. Внутренние полости сильфонов заполнены специальной жидкостью для защиты от односторонней перегрузки и герметично уплотнены. В полость, ограниченную крышкой *2*, через штуцер *3* подводится газ с давлением P_1, а в полость, ограниченную крышкой *11*, через штуцер *9* – давление P_2.

При увеличении перепада давления сильфон *1* сжимается и жидкость из него перетекает в сильфон *14*, который разжимается. При этом шток *16* перемещается вправо, оказывая растягивающее воздействие на пружины *8* и *13*. Шток через шарикоподшипник *17* поворачивает рычаг *5*, который скручивает торсионную трубку *7*, поворачивая расположенный внутри нее стержень. Последний кинематической передачей связан со стрелкой или пером. Максимальный угол поворота стержня составляет 293 град.

Сильфон *1* имеет температурный компенсатор в виде трех добавочных гофр, полость которых сообщается через отверстия в стакане с рабочей частью сильфона. При повышении температуры окружающей среды объем жидкости увеличивается и



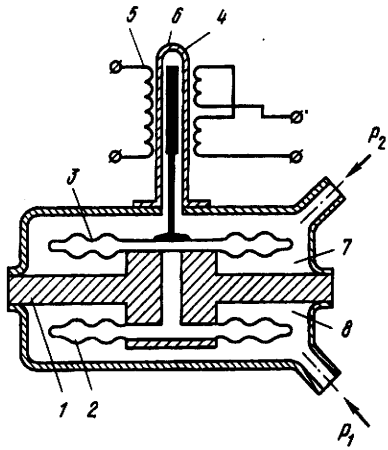


Рис. 219. Схема поплавкового дифманометра ДПМ

1 – ось поплавка; *2* – поплавковый сосуд; *3* – поплавок; *4* – сменный сосуд; *5, 6* – запорные вентили; *7* – уравнительный вентиль

Рис. 220. Дифманометр с коробчатыми мембранами

1 – основание дифманометра; *2, 3* – мембранные коробки: *2* – нижняя, *3* – верхняя; *4* – железный сердечник; *5* – катушка; *6* – корпус; *7, 8* – камеры: *7* – верхняя, *8* – нижняя

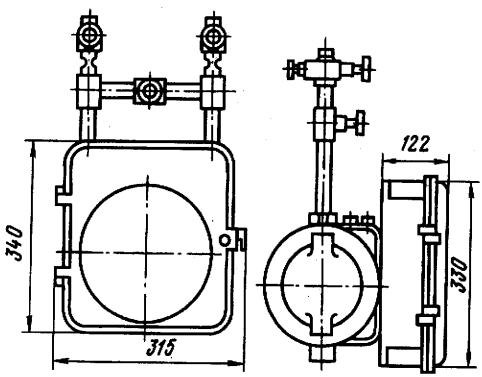


Рис. 221. Общий вид сильфонного дифманометра

образующийся избыток ее перетекает в температурный компенсатор. Оба сильфона снабжены клапанными устройствами. При односторонней перегрузке конический клапан сильфона с уплотнительным кольцом *4* садится на конусное седло *18* основания *6* и перекрывает канал для перетекания жидкости из сильфона, предохраняя его от разрушения.

Пробки *15* и *19* служат для плавного сброса давления в рабочих полостях блока. Пружины *8* и *13* устанавливаются в зависимости от предела измерения величины перепада давления.

Техническая характеристика дифференциальных сильфонных манометров, предназначенных для измерения расхода газа на газовых промыслах и ПХГ, приведена в табл. 116.

Заводы-изготовители выпускают сильфонные дифманометры, показывающие и самопишущие с приводом от часового механизма или синхронного двигателя, а также с интегратором и дополнительной записью давления для работы в качестве расходомеров.

Дебит газа при применении дифманометров-расходомеров рассчитывается по формуле

$$Q = 1700 \cdot \alpha\varepsilon K_1 K_T d^2 [P_1 H/\bar{\rho} TZ]^{0,5} \cdot 10^{-4}, \qquad (6.9)$$

где Q – дебит газа, м^3/сут; α – коэффициент расхода, определяемый в зависимости от отношения $\beta = d/D$ из рис. 223; d – диаметр диафрагмы, 10^{-3} м; D – диаметр трубопровода (рис. 224), мм; ε – поправочный коэффициент на расширение струи газа, определяемый по рис. 225 в зависимости от отношений H/P_1 и $m = d^2/D^2$;

Таблица 116

Техническая характеристика дифференциальных сильфонных манометров, предназначенных для использования в качестве расходомеров

Модификация прибора	Измеряемый параметр	Способ выдачи показаний	Предельно допустимое рабочее давление, МПа	Предельный номинальный перепад давления, МПа · 10	Тип привода диаграммы
ДСС-710Н	ΔP	Самопишущие	16,0	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	От синхронного двигателя
ДСС-710В	ΔP	То же	32,9	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	
ДСС-712Н	ΔP с интегратором	"	16,0	0,63; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	То же
ДСС-712Н		"	32,0	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	"
ДСС-710чН	ΔP	"	16,0	0,63; 1,0; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	От часового механизма
ДСС-710чВ	ΔP	"	32,0	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	То же
ДСС-732Н*	ΔP с интегратором с записью давления	"	16,0	0,63; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	От синхронного двигателя
ДСС-732В	То же	"	32,0	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	То же
ДСС-734Н	$\Delta P, P$	"	16,0	0,63; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	"
ДСС-734В	$\Delta P, P$	"	32,0	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	"
ДСС-734чН	$\Delta P, P$	"	16,0	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	От часового механизма
ДСС-734чВ	ΔP, P	"	32,0	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	То же
ДСП-780Н	ΔP	Показывающие	16,0	0,63; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	"
ДСП-780В	ΔP	То же	32,0	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	"
ДСП-781Н	ΔP с интегратором	"	16,0	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	От синхронного двигателя
ДСП-781В	То же	"	32,0	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	–
ДСП-778Н	ΔP	Показывающие с сигнальным устройством	16,0	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	–
ДСП-778В	ΔP	Показывающие с пневмодатчиком	32,0	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	–
ДСП-787Н	ΔP	Показывающие с сигнальным устройством	16,0	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	–
ДСП-787В	ΔP	Показывающие с пневмодатчиком	32,0	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	–
ДСП-786Н	ΔP	Показывающие с электродатчиком	16,0	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	–
ДСП-786В	ΔP	То же	32,0	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	–

*Рабочий диапазон перепада давления для приборов ДСС-732 от 20 до 80.

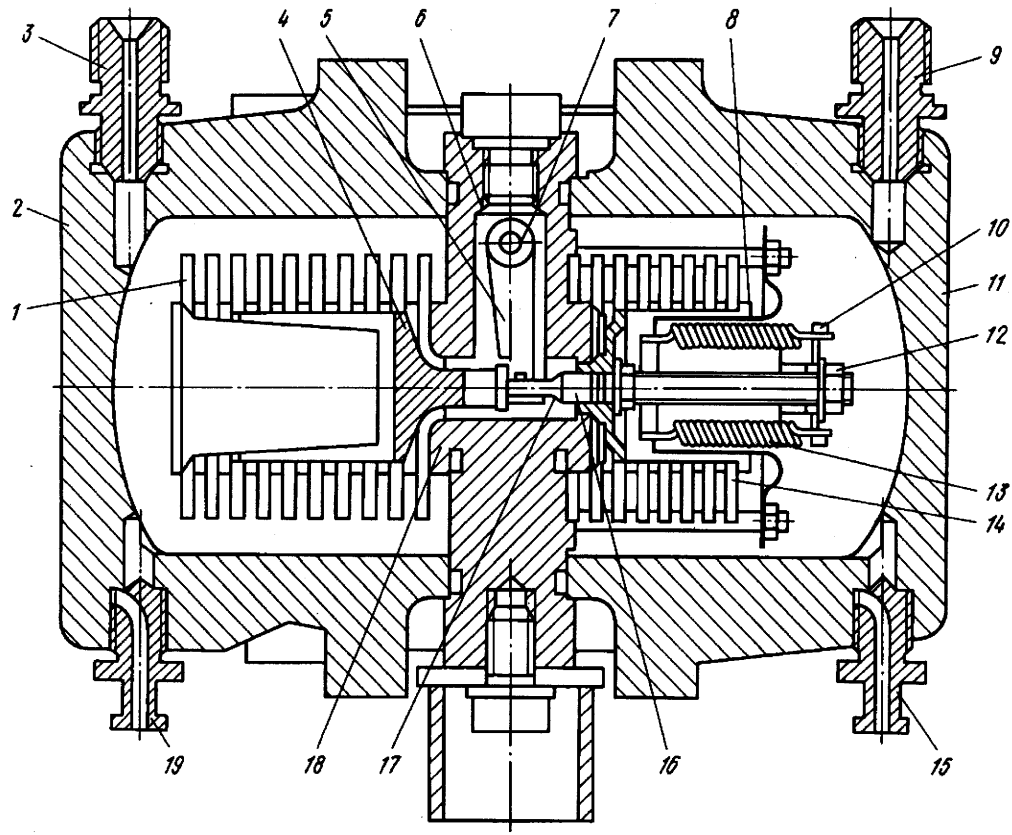


Рис. 222. Сильфонный блок дифманометра ДС

1, 14 – сильфоны; *2, 11* – крышки; *3, 9* – штуцера; *4* – уплотнительное кольцо; *5* – рычаг; *6* – основание сильфона; *7* – торсионная трубка; *8, 13* – пружины; *10, 12* – гайки; *15, 19* – пробки; *16* – шток; *17* – подшипник; *18* – седло

K_T поправочный коэффициент на тепловое расширение диафрагмы, определяется по рис. 226; при приближенных расчетах допускается $K_T = 1$; K_1 – суммарная поправка на недостаточную остроту входной кромки диафрагмы и шероховатость трубопровода, определяется по табл. 117; P_1 – абсолютное давление перед диафрагмой, МПа; H – перепад давления до и после диафрагмы, мм рт.ст.; T – абсолютная температура газа перед диафрагмой, К; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа при P_1 и T.

Для расчетов расхода газа, используемого при обработке результатов исследования скважины, величину $A = 1700\ \alpha\varepsilon K_1 K_T d^2 / [\bar{p}ZT]^{0,5}$ можно принять постоянной. Дебиты на различных режимах для A = const рассчитывают следующим образом.

По P_{max} (максимальное показание прибора) и H_{max} (максимальный перепад давления, соответствующий паспорту прибора) определяется максимальный расход прибора

$$Q_{max} = AH^{0,5}[P_{max} + 0,1013]^{0,5}. \qquad (7.9)$$

При обработке картограммы определяют среднее избыточное давление P, в процентах от P_{max}, и среднее $H^{0,5}$, в процентах от $H^{0,5}_{max}$.

Суточный расход газа определяют по формуле

$$Q = \varphi Q_{max}\left[\frac{\psi P_{max} + 0,1013}{P_{max} + 0,1013}\right]^{0,5}, \qquad (8.9)$$

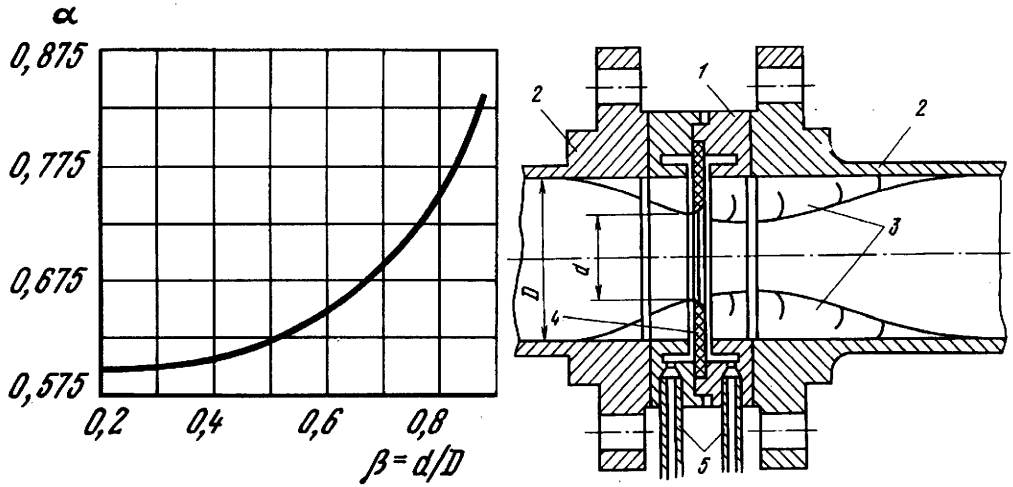


Рис. 223. Зависимость коэффициента расхода газа α от отношения β = *d*/*D*

Рис. 224. Схема размещения камерной диафрагмы для измерения дебита методом сужения при докритической скорости течения газа

1 – камера; *2* – трубопровод; *3* – границы движения потока газа; *4* – диафрагма; *5* – трубки для измерения разности давления до и после диафрагмы

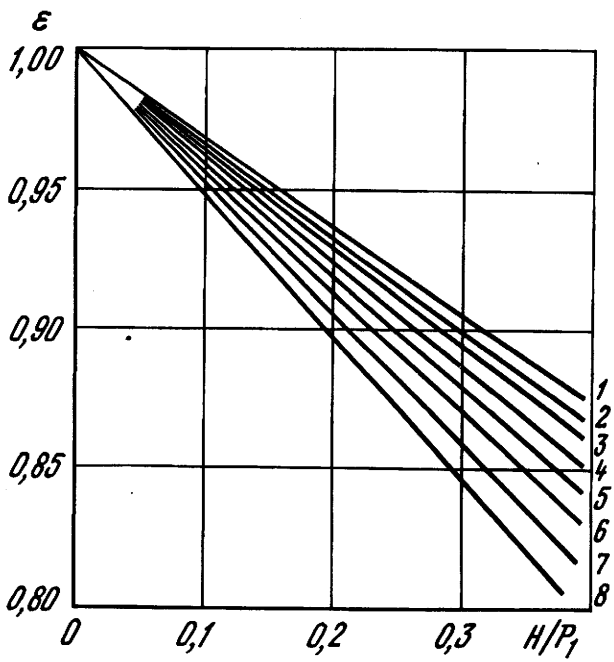


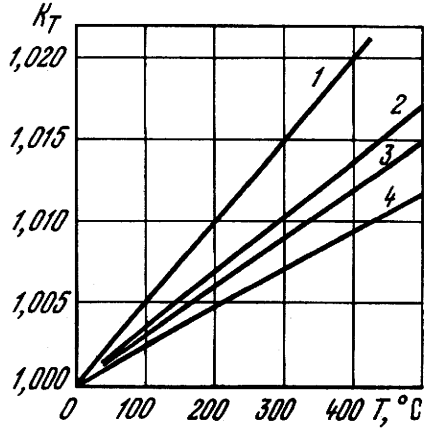
Рис. 225. Зависимость поправочного коэффициента на расширение струи газа ε от H/P_1 для различных $m = d^2/D^2$: 0 (*1*), 0,2 (*2*), 0,3 (*3*), 0,4 (*4*), 0,5 (*5*), 0,6 (*6*), 0,7 (*7*), 0,8 (*8*)

где

$$\varphi = [H/H_{\text{мах}}]^{0,5}, \quad \psi = P/P_{\text{мах}}. \tag{9.9}$$

При небольших дебитах и большом отношении *d*/*D* коэффициент расхода α – переменная величина, зависящая от скорости потока. В этом случае α следует умножить на поправочный коэффициент K_2, зависящий от Re в трубопроводе. Величина K_2 определяется по рис. 227.

Для более точных расчетов дебита отдельных скважин необходимо пользоваться "Правилами 28-64".



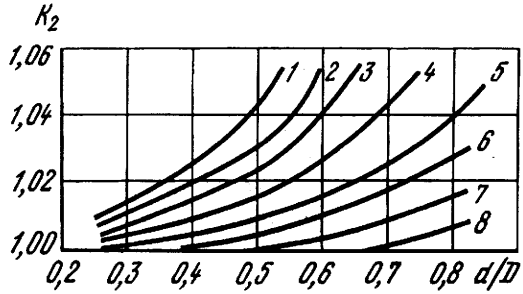


Рис. 226. Зависимости поправочного коэффициента на тепловое расширение диафрагм (K_T), изготовленных из различных металлов от температуры T

1 – алюминий; *2* – медь; *3* – никель; *4* – сталь

Рис. 227. Зависимость поправочного коэффициента K_2 от отношения d/D при различных числах Рейнольдса Re

1–5 – Re: *1* – 5 000, *2* – 6 000, *3* – 8 000, *4* – 10 000, *5* – 20 000, *6* – 30 000, *7* – 50 000 и *8* – 100 000

Выбор типа и размеров всех деталей и узлов пункта измерения, монтаж схемы и порядок ведения расчетного листа при определении отдельных параметров должны проводиться в соответствие с названными правилами. Эти правила справедливы для стационарных и квазистационарных сухих и влажных газовых потоков, фазовое состояние которых не изменяется при их течении через сужающие устройства.

Параметры газовых потоков могут иметь: избыточное давление до 12,0 МПа, температуру от 50 до 100°С, относительную влажность до 100%, допускается наличие в составе газа CO, CO_2, O_2, N_2, H_2S и др. Если вместе с газом из скважины поступают жидкие или твердые примеси, то перед пунктом измерения дебита должен быть уста-

Таблица 117

Поправочный коэффициент K_1 для диафрагм

d/D	D, 10^{-3} м				d/D	D, 10^{-3} м			
	50	100	200	300		50	100	200	300
0,05	1,0251	1,0197	1,0131	1,0082	0,56	1,0236	1,0143	1,0047	–
0,10	1,0248	1,0193	1,0126	1,0076	0,58	1,0240	1,0144	1,0047	–
0,15	1,0244	1,0188	1,0121	1,0067	0,60	1,0243	1,0147	1,0048	–
0,20	1,0242	1,0184	1,0115	1,0056	0,62	1,0247	1,0150	1,0048	–
0,25	1,0238	1,0177	1,0102	1,0044	0,64	1,0250	1,0152	1,0050	–
0,28	1,0235	1,0172	1,0092	1,0036	0,66	1,0254	1,0155	1,0052	–
0,30	1,0233	1,0168	1,0087	1,0030	0,68	1,0259	1,0159	1,0054	–
0,32	1,0231	1,0164	1,0082	1,0025	0,70	1,0263	1,0162	1,0056	–
0,34	1,0229	1,0160	1,0077	1,0020	0,72	1,0269	1,0166	1,0060	–
0,36	1,0227	1,0157	1,0073	1,0016	0,74	1,0274	1,0171	1,0063	–
0,38	1,0226	1,0154	1,0068	1,0012	0,76	1,0280	1,0175	1,0066	–
0,40	1,0226	1,0151	1,0064	1,0009	0,78	1,0287	1,0180	1,0070	–
0,42	1,0226	1,0149	1,0061	1,0006	0,80	1,0294	1,0185	1,0074	–
0,44	1,0226	1,0147	1,0057	1,0003	0,82	1,0301	1,0191	1,0078	–
0,46	1,0226	1,0145	1,0055	1,0001	0,84	1,0309	1,0196	1,0082	–
0,48	1,0227	1,0143	1,0052	1,0000	0,86	1,0316	1,0202	1,0086	–
0,50	1,0229	1,0142	1,0050	–	0,88	1,0323	1,0207	1,0089	–
0,52	1,0231	1,0142	1,0049	–	0,90	1,0333	1,0214	1,0092	–
0,54	1,0234	1,0142	1,0048	–					

новлен сепаратор, обеспечивающий полное отделение примесей и возможность измерения их количества за определенный промежуток времени.

На газовых промыслах наиболее распространена схема сбора газа с одной измерительной линии, оборудованной одним дифманометром-расходомером. Каждый такой прибор в силу его конструктивных и эксплуатационных особенностей позволяет определять дебит скважины с достаточной точностью в диапазоне от 20–30 до 70–80% максимального расхода прибора $Q_{\text{мах}}$, что зачастую недостаточно для проведения исследования всех скважин в полном диапазоне дебитов и особенно малодебитных. Расширение диапазона измерительного узла осуществляется за счет установки двух сужающих устройств разного модуля m, поочередно подключаемых к одному и тому же дифманометру с условной шкалой, либо подключаемых к одному сужающему устройству двух дифманометров в порядке, который предусмотрен "Правилами 28-64".

9.3.2. Измерители расхода при критическом течении газа

При испытании скважин часто используется метод измерения дебита диафрагменным измерителем критического течения (ДИКТ). При крайне нежелательном во всех случаях выпуске газа в атмосферу этот способ измерения дебита открывает единственно возможный путь для испытания скважин, если давление в промысловом газопроводе после узла измерения дебита равно или больше статического давления на головке скважины, а также на дальних разведочных площадях, куда еще не подведен газопровод.

При измерении дебита газа с помощью ДИКТа (рис. 228) должно быть обеспечено критическое условие истечения газа через диафрагму или штуцер. Условие критического истечения достигается тогда, когда давление до диафрагмы в 2 и более раз выше, чем давление после нее. Дебит газа при критическом истечении определяют по формуле

$$Q = CP_D\delta / [\overline{\rho} Z T_D]^{0,5}, \tag{10.9}$$

где Q – дебит газа, тыс.м^3/сут; P_D – абсолютное давление перед диафрагмой, МПа; $\overline{\rho}$ – относительная плотность газа по воздуху; T_D – абсолютная температура газа перед диафрагмой, К; Z – коэффициент сверхсжимаемости при P_D и T_D; C – коэффициент, определяемый по табл. 41 и зависящий от диаметра диафрагмы (штуцера) и ДИКТа; δ – поправочный коэффициент для учета изменения показателя адиабаты реального газа, определяемый по рис. 68 или по формуле

$$\delta = -0,517 + 1,618T_{\text{пр}} - 0,448T_{\text{пр}}^2 + P_{\text{пр}}[1,204 - 1,231T_{\text{пр}} + 0,332T_{\text{пр}}^2] +$$
$$+ P_{\text{пр}}^2[-0,101 + 0,110T_{\text{пр}} - 0,02958T_{\text{пр}}^2]. \tag{11.9}$$

Здесь $T_{\text{пр}}$, $P_{\text{пр}}$ – приведенные температура и давление (см. гл. 2).

Значения коэффициента C, приведенные в табл. 41, заимствованы из литературных источников с учетом переводной температурной поправки и позволяют получить дебит при P = 0,1 МПа и T = 293 К. Величина C для сухого газа и для газоконденсатной смеси определена ВНИИГаз при изменении давления не более чем на 7,0 МПа и при наличии конденсата до $40 \cdot 10^{-6}$ м^3/м^3. Данные о C при содержании конденсата более $40 \cdot 10^{-6}$ м/м^3 в литературе отсутствуют, поэтому в таких случаях следует либо предварительно до измерения расхода газа отделить конденсат от газа, либо пользоваться следующей приближенной формулой

$$\alpha = [Q_{\text{г}} + Q_{\text{кг}}] / Q_{\text{см}}, \tag{12.9}$$

где α – поправочный коэффициент, являющийся отношением расхода сухого газа и газообразного конденсата к расходу двухфазной смеси по измерителю расхода.

Он определяется в зависимости от содержания конденсата в газе. Дебит конденсата

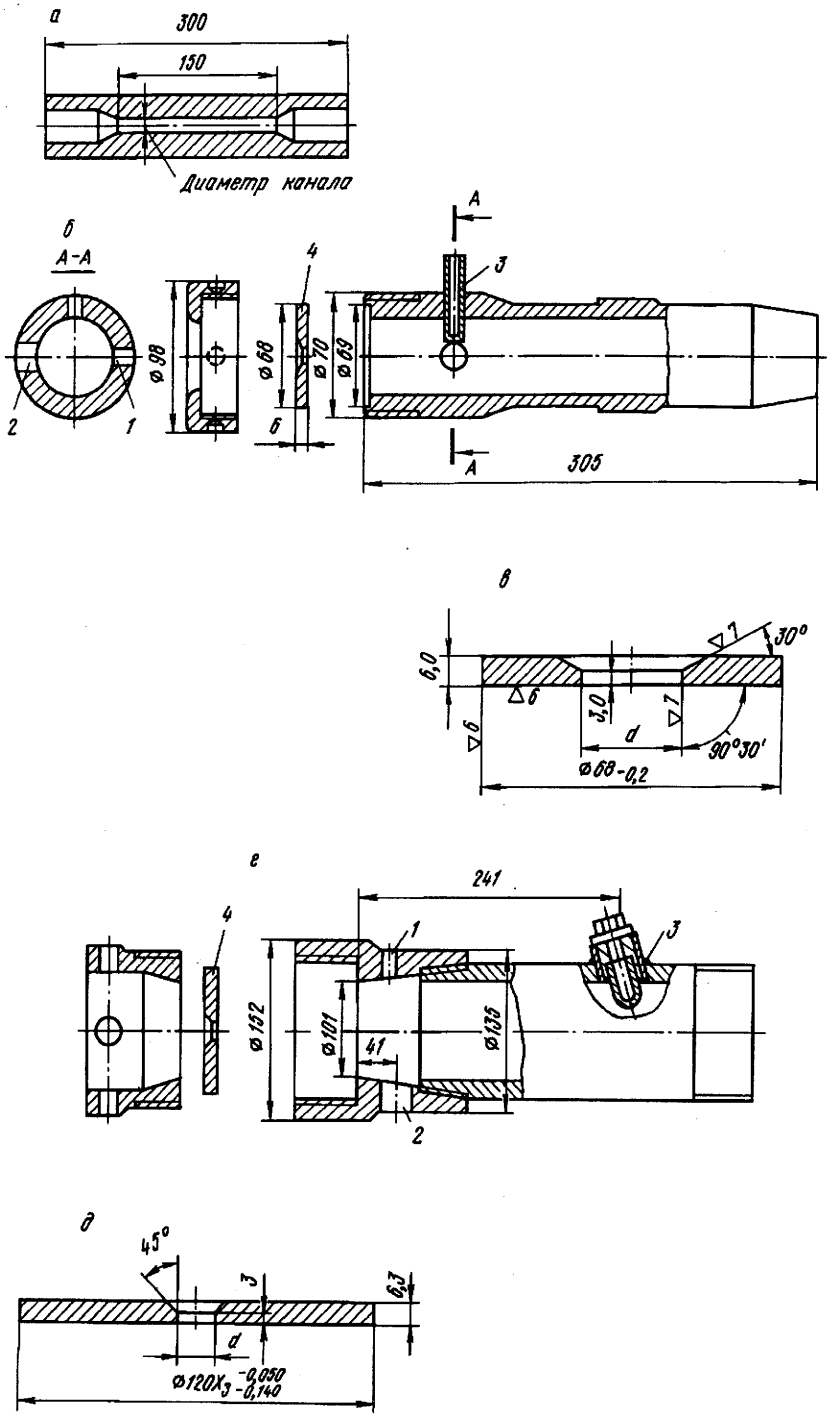


Рис. 228. Оборудования, используемые для измерения дебита газа

а – штуцер; *б*, *г* – диафрагменные измерители критического течения диаметром $50 \cdot 10^{-3}$ (*б*) и $100 \cdot 10^{-3}$ (*г*) м, на которых: *1*, *2* – отверстия (*1* – для связи с манометром; *2* – для продувочного вентиля); *3* – термокарман для термометра; *4* – диафрагма; *в*, *д* – диафрагмы для 50- (*в*) и 100- (*д*) миллиметровых ДИКТов

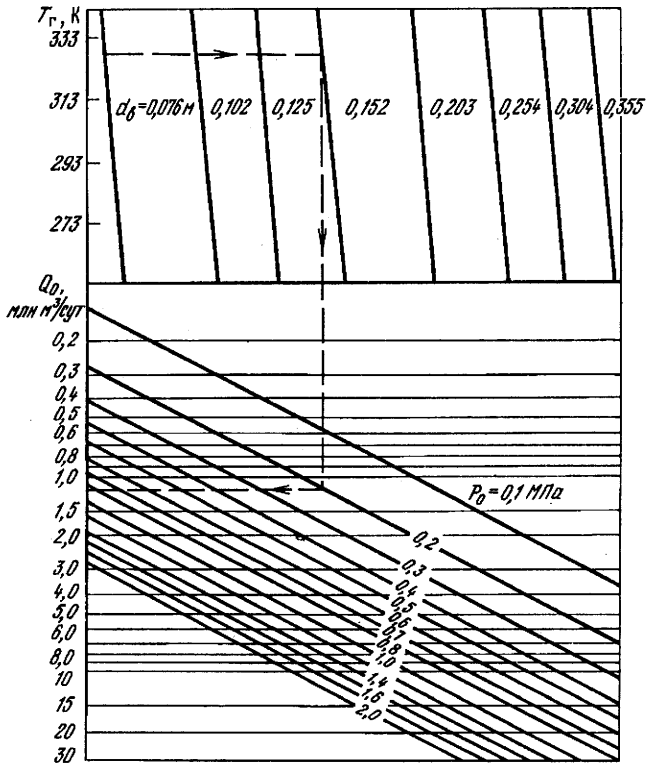


Рис. 229. Номограмма для определения дебита открыто фонтанирующего негорящего газа звуковым истечением

в газообразной фазе $Q_{к.г}$ приближенно можно определить по формуле

$$Q_{к.г} = Q_к \cdot 24,05 \rho_к T_{ст} / T_н M_к, \qquad (13.9)$$

где $Q_к$ – дебит конденсата, м³/сут; $\rho_к$ – плотность конденсата, кг/м³; $M_к$ – молекулярная масса конденсата (в кг/моль), значения которой для некоторых газоконденсатных месторождений СНГ приведены в главе 2; $T_{ст}$, $T_н$– стандартная и нормальная температуры.

На разведочных площадях при отсутствии комплекта стандартных шайб (диафрагм) можно использовать штуцеры, коэффициенты C которых приведены в таблице [24].

Пример. При испытании скважины ДИКТом с $Д = 100 \cdot 10^{-3}$ м с диаметром диафрагмы $d = 25,4 \cdot 10^{-3}$ м, измерено $P = 22,0$ МПа и $T = 353$ К.

Из лабораторного анализа газа известно $\bar{\rho} = 0,6$. По зависимости для $\bar{\rho} = 0,6$ или по составу газа определяют $P_{кр} = 4,7$ МПа и $T_{кр} = 191$ К. Далее рассчитывают $P_{пр} = 22,0/4,7 = 4,69$ и $T_{пр} = 353/191 = 1,9$.

Для данных $P_{пр}$ и $T_{пр}$ определяют $Z = 0,892$ и по рис. 68 или по формуле (11.2) находят, что $\delta = 11,1$. По табл. 41 для $D = 100 \cdot 10^{-3}$ м и $d = 25,4 \cdot 10^{-3}$ м находят $C = 118,493$. Подставляя эти данные в формулу (10.9), определяют

$$Q = \frac{10 \cdot 118,493 \cdot 22,0 \cdot 1,11}{0,6 \cdot 353 \cdot 0,892} = 2,11 \text{ млн м}^3 / \text{сут}.$$

9.3.3. Измерение расхода газа фонтанирующей скважины акустическим способом

Определение дебита газа акустическим способом основано на измерении уровня шума или уровня звукового давления, генерируемого газовой струей при истечении в атмосферу. Этот способ применим при наличии четко сформированной струи с отклонением ее оси от вертикали не более 30 град. Предельная относительная погрешность

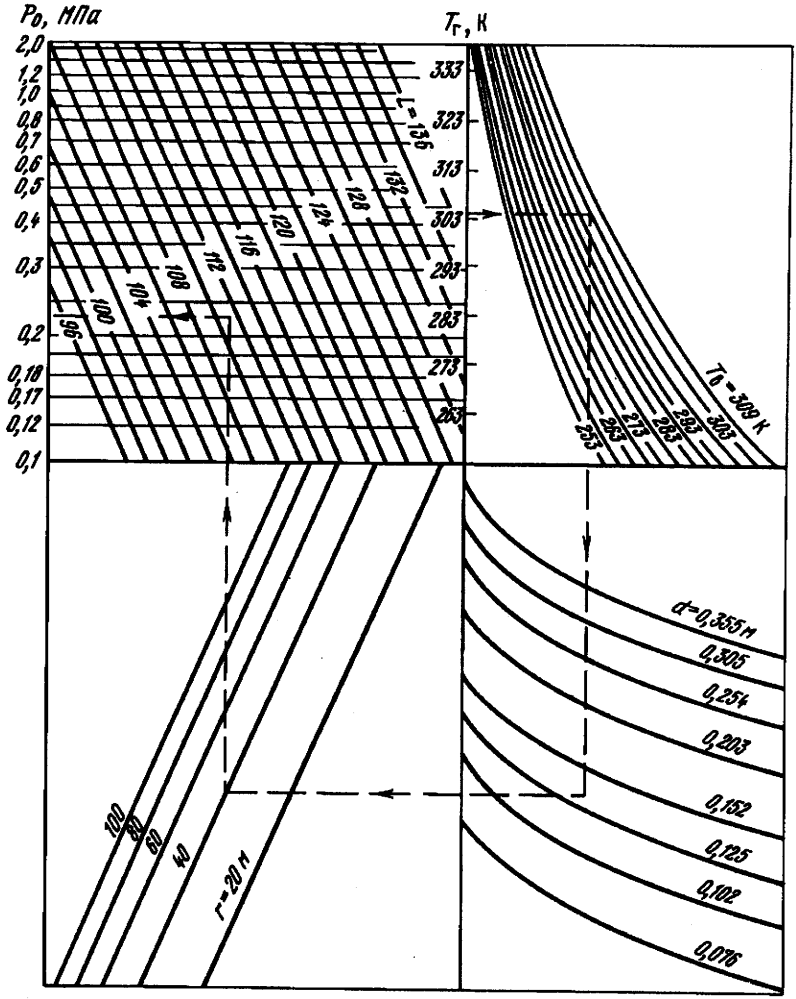


Рис. 230. Номограмма для определения статического давления на срезе трубы по уровню звукового давления (шума)

способа не превышает 15%. Способ применим при дозвуковом и сверхзвуковом режимах истечения газа.

В связи с тем что в реальных газовых фонтанах дозвуковое истечение практически не встречается, ниже приводится методика определения дебита для истечения газа из среза трубы со сверхкритической скоростью.

Порядок определения расхода газа следующий.

– определяется температура окружающей среды $T_в$ и истекающего газа $T_г$ (хотя бы ориентировочно);

– по документации устанавливается диаметр выходного сечения трубы $d_в$;

– выбирается расстояние от источника шума (для горящих струй 40–60 м, для негорящих – 20–40 м); высота измерения шума должна быть 1,5 м от поверхности Земли;

– измеряется уровень звукового давления $L_{изм}$ с помощью любых шумомеров, предназначенных для стационарных акустических шумов (например, Ш-63); при этом микрофон шумомера направляется на срез выходного сечения трубы, перпендикулярно к направлению ветра; при наличии ветра измерение проводится в двух противоположных точках с одинаковым r и принимается среднее значение $L_{изм}$;

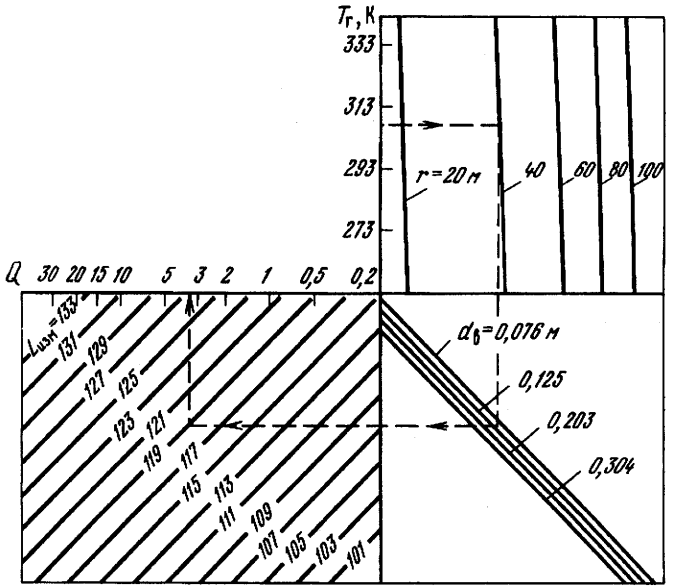


Рис. 231. Номограмма для определения дебита открыто фонтанирующего горящего газа звуковым истечением

– дебит фонтанирующей скважины определяется с помощью полуэмпирических номограмм.

Для определения дебита негорящих газов используются рис. 229 и 230: по измеренным $T_г$, $T_в$, $d_в$, r из рис. 230 определяют P_0 на срезе трубы; по найденному P_0 и измеренным $T_г$ и $d_в$ из рис. 229 определяют расход газа Q (в млн м^3/сут).

Дебит горящего газа определяется по номограмме, приведенной на рис. 231. При этом ошибка в определении $T_г$ на 30° приводит к погрешности определения дебита газа в 5%.

9.4. ДИСТАНЦИОННЫЕ ГЛУБИННЫЕ ПРИБОРЫ И КОМПЛЕКСЫ

Дистанционные глубинные приборы и комплексы предназначены для измерения давления, температуры, скорости потока газа, диаметра скважины и других параметров и является связующим звеном промыслово-геофизических и газогидродинамических методов исследования скважин. Применение дистанционных глубинных приборов и комплексов в некоторых случаях – единственный способ получения достоверной информации о параметрах залежи.

Разработанные в последние годы дистанционные комплексы позволяют определить спуском глубинного прибора на многожильном кабеле или временным включением отдельных блоков измерения давление, температуру, скорость потока, диаметр скважины и др.

Как правило, информация о приборах, принцип их действия, порядок работы с ними, способ хранения, транспортировки и тарировки приводятся в инструкциях, прилагаемых к приборам, которые выпускаются серийно.

Используемые при исследовании газовых скважин дистанционные приборы практически серийно не выпускаются. Опытные образцы этих приборов изготавливаются организацией, разработавшей их, и применяются повсеместно. Наибольшее распространение в газовой промышленности получили опытные образцы дистанционных приборов и комплексов, разработанных ВНПО "Союзгазавтоматика", внедрением ко-

Таблица 118

Техническая характеристика дистанционных приборов и комплексов

Показатель	МММ-1	ТЭГ-36	РМТ-3	"Метан-2"	ДГДГ
Организация, проводившая разработку	ВНИИКР–Нефть	СевКавНИИ	ВНИИКА-Нефтегаз	Союзгазавтоматика	УфНИИ
Измеряемый параметр	Давление	Температура	Давление, температура	Дебит	Дебит
Пределы измерения					
давления, МПа	5–100	–	0–16, 0–25, 0–40, 0–60	–	–
температуры, К	–	273–423	283–363 353–453	–	–
скорости, м/с	–	–	–	0–3, 0–10	0,1–10
диаметра скважины, мм	–	–	–	–	–
Рабочий диапазон прибора					
по давлению, МПа	–	До 100	–	До 40	До 50
по температуре, К	373–473	–		263–373	До 423
Приведенная погрешность, %	1,5	1,0	0,6	–	–
Основные размеры					
диаметр, 10^{-3} м	18	36	26	42,80	51
длина, 10^{-3} м	767	2010	1100	320	900
масса, кг	–	8	2,3	4	5,8
Напряжение источника питания, В	220	250	220	220	220
Вид записи	Цифропечать	Аналоговая	Цифропечать	Аналоговая	–
Тип станции	АПЭЛ-64	–	–	АКС/л-7	АПЭЛ-64
Изготовитель опытных образцов	–	Грознефтегеофизика	–	Калининградский экспериментальный завод	–
Максимальная длина кабеля, 10^{-3} м		8		5	
Постоянные					
времени, с	–	Не более 2	–	–	–
регистрации температуры, °С		0,25; 0,5; 1,0	–	–	–

торых занимался в основном трест "Союзгазгеофизика". Опыт работы по применению дистанционных глубинных приборов и комплексов, накопленный названными организациями, приведен в [22]. Перечень приборов и комплексов приведен в табл. 118.

Отсутствие серийного производства, а следовательно, и возможности широкого применения хотя бы основных из разработанных дистанционных приборов, не позволяет

ДГДДГ	УДИС-1	"Глубина-1"	"Дебит-1"	"Пласт-1"	"Гелий-1"
УФНИИ	ВНИПИГазодобыча	Союзгазавтоматика	Союзгазавтоматика	Союзгазавтоматика	Союзгазавтоматика
Дифференцированный дебит	Давление, температура	Давление, температура, скорость	Давление, температура, скорость, диаметр скважины	Давление	Температура
	0–50	0–10, 0–16, 0–25, 0–40	0–10, 0–16, 0–25, 0–40	0–10, 0–16, 0–25, 0–40	–
	268–423	263–423	269–423	–	263–423
		0–3, –0–10 0–50	0–3, 0–10 0–50	–	–
	–	–	60–160	–	–
До 50					До 40
До +423	–	–	–	263–423	–
–	0,5	–	–	0,4	0,4
51	–	42	42	42	42
900	–	–	–	695	710
5,8	–	–	–	–	–
220	220	220	220	220	220
–	–	Аналогово-цифровая	Аналогово-цифровая	Аналогово-цифровая	Аналогово-цифровая
АПЭЛ-64	–	АКС/л-7	АКС/л-7	АКС/л-7	АКС/л-7
–	–	Калининградский экспериментальный завод	Калининградский экспериментальный завод	Калининградский экспериментальный завод	Калининградский экспериментальный завод
		5	5	–	–
–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–

подробно остановиться на их конструктивных и технологических характеристиках. Поэтому в таблице приведена техническая характеристика лишь некоторых дистанционных приборов и комплексов. Более подробную информацию об этих приборах можно получить от организаций, в которых они разработаны.

Таблица 118 (окончание)

Показатель	"Глубина-2"	АГДК-42	ТЭГ-36М	"Demeter system"	PTS
Организация, проводившая разработку	Союзгазаавтоматика	Трест Центргазгеофизика	Трест Центргазгеофизика, ГАНГ	Geoservices production	Schlumberger
Измеряемый параметр	Давление, температура, скорость	Давление, температура, скорость	Температура	Давление, температура	Давление, температура, плотность
Пределы измерения					
давления, МПа	0–10, 0–16, 0–25, 0–40	0–16	–	0–25, 0–50, 0–100	0–100
температуры, К	273–423	278–353	273–423	273–423	258–448
скорости, м/с	0–3, 0–10	0–3, 0–10	–	–	–
диаметра скважины, мм	–	–	–	–	0–2000
Рабочий диапазон прибора					
по давлению, МПа					
по температуре, К					
Приведенная погрешность, %	0,5	0,5	–	0,1	0,1
Основные размеры					
диаметр, 10^{-3} м	0,042	0,042	0,042	–	–
длина, 10^{-3} м					
масса, кг					
Напряжение источника питания, В	220	220	220	–	–
Вид записи	Аналогово-цифровая	Аналогово-цифровая	Аналоговая	Аналогово-цифровая	Аналогово-цифровая
Тип станции	АКС/л-7	АКС/л-7	АКС/л-7	–	–
Изготовитель опытных образцов		Трест Центргазгеофизика	Трест Центргазгеофизика	–	
Максимальная длина кабеля, 10^{-3} м		–	–	–	–
Постоянные					
времени, с		–	–	–	–
регистрации температуры, °С		–	–	–	–

9.5. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СПУСКА ГЛУБИННЫХ ПРИБОРОВ

Основные элементы оборудования, предназначенного для спуска в скважину глубинных приборов с местной регистрацией – проволока, лебедка и лубрикатор.

Применяется проволока диаметром $(1{,}6–2{,}5) \cdot 10^{-3}$ м. В процессе эксплуатации необходимо следить за ее состоянием во избежание обрыва. Проволока всегда должна

Таблица 119

Техническая характеристика лебедок

Показатель	АзИНМАШ	ЛСП-66
Допустимое тяговое усилие лебедки, кгс	550	700
Диаметр рабочей проволоки, 10^{-3} м	1,6 ÷ 1,8	1,8 ÷ 2,5
Наибольшая глубина обслуживания, м	6000	2500–7000
Скорость подъема инструмента, м/с	1,6 ÷ 5,3	0 ÷ 8
Емкость барабана лебедки, м	6500–5600	4300–7400

быть смазана, причем делать это лучше всего при намотке на барабан лебедки. Проволока не должна иметь мест смятия, раковин, надломов, крутых изгибов, трещин. Глубинный прибор прикрепляется к концу проволоки при помощи специального узла, имеющего не менее шести витков, плотно прижатых друг к другу.

Лебедки для проволоки существуют переносные с ручным приводом и специальные – с механическим. К лебедкам первого типа относятся аппараты Яковлева легкой и тяжелой конструкции, вмещающие соответственно 100 и 2400 м проволоки, и портативная лебедка ЛП-2 на 5000 м проволоки.

Лебедки с механическим приводом устанавливаются на транспортном средстве и называются "установками для исследования скважин". Ниже приведены описания ряда установок для исследования скважин.

Установка "АзИНМАШ-8А". Монтажной базой служит шасси автомобиля ГАЗ-66. Все оборудование и инструмент установки размещены в специальном кузове фургонного типа с входной дверью в задней стенке. В боковой стенке кузова слева по ходу предусмотрен люк для выхода рабочей проволоки, которая направляется в скважину при помощи устьевого ролика.

Лебедкой управляет оператор из кузова (включение шестерни трансмиссионного вала, управление фрикционной муфтой и тормозом). Включение двигателя, управление коробкой отбора мощности и наблюдение за системами автомобиля осуществляет водитель из кабины (табл. 119).

Установка "АзИНМАШ-8В". Предназначена для умеренной климатической зоны. Смонтирована на автомобиле высокой проходимости УАЗ-425. Все оборудование и инструмент размещены в кузове, имеющем боковую и заднюю двери. Люк для выхода рабочей проволоки расположен в боковой стенке кузова справа по ходу. Работой лебедки управляет оператор с поста, расположенного в кузове автомобиля.

Техническая характеристика лебедки установки "АзИНМАШ-8В" аналогична технической характеристике лебедки установки "АзИНМАШ-8А", но имеет больший диапазон скоростей подъема инструмента: от 0,31 до 8 м/с.

Установка ЗУИС. Предназначена для использования в районах со сложными дорожными условиями в холодной климатической зоне. Монтажной базой установки служит плавающий гусеничный транспортер ГАЗ-71, обеспечивающий передвижение по сильно пересеченной местности (рвы, ямы, стенки, насыпи), заболоченным участкам и болотам (за исключением участков торфяных болот без растительности), снежной целине, льду и воде (при глубине более 1,2 м транспортер становится на плав).

Все навесное оборудование и инструмент установки размещены в грузовом отапливаемом отсеке транспорта под кузовом, имеющем теплоизоляционную обшивку. Люк с двумя направляющими роликами для выхода рабочей проволоки находится в боковой стенке кузова слева по ходу. Техническая характеристика лебедки установки аналогична технической характеристике лебедки установки "АзИНМАШ-8А".

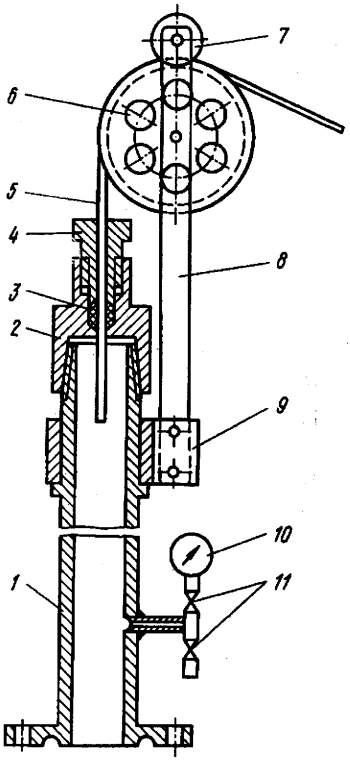


Рис. 232. Схема лубрикатора для спуска глубинных приборов на проволоке

1, 2 – корпуса: *1* – лубриката, *2* – сальника; *3* – сальниковая набивка; *4* – нажимной болт; *5* – проволока; *6, 7* – ролики: *6* – направляющий, *7* – предохранительный, съемный; *8* – кронштейн откидывающийся; *9* – кольцо упорное; *10* – манометр; *11* – вентили

Установка ЛСП-66. Предназначена для использования в умеренной климатической зоне. Смонтирована на шасси автомобиля ГАЗ-66, имеет теплоизолированный кузов, разделенный перегородкой на два отсека – операторский, снабженный системой отопления, и лебедочный. Работу лебедки контролируют с поста управления через лобовое стекло в перегородке. Выход рабочей проволоки – через заднюю дверь кузова. Установка имеет индикатор натяжения проволоки. Техническая характеристика лебедки приведена в табл. 119.

Установка ЛГСП-Тр71. Предназначена для использования в районах со сложными дорожными условиями в холодной климатической зоне. Монтажной базой установки служит плавающий гусеничный транспортер ГАЗ-71 соответствующей проходимости (см. описание установки ЗУИС). Техническая характеристика механизма лебедки аналогична технической характеристике лебедки, смонтированной на установке ЛСП-66.

Лубрикаторы предназначены для спуска глубинных приборов в скважину с избыточным давлением на устье. В зависимости от системы регистрации измеряемых параметров различаются лубрикаторы следующих типов.

Лубрикаторы, применяемые для спуска глубинных приборов с местной регистрацией, отличаются в основном конструкцией сальникового устройства. Схема лубрикатора показана на рис. 232. В конструкции лубрикатора предусматривается отвод с вентилем для установки образцового манометра и другой отвод – для выпуска газа из лубрикатора после закрытия буферной задвижки. Кронштейн верхнего ролика для удобства изготавлвается откидным. Размеры лубрикатора выбираются исходя из конструкции фонтанной арматуры и спускаемого в скважину прибора.

Для спуска в скважину глубинных приборов на проволоке с содержанием в газе H_2S до 8%, давлением на устье 0–17,0 МПа и с температурой 243–303 К может быть использован лубрикатор, изготавливаемый Оренбургским заводом "Южуралчермет". Все детали этого лубрикатора за исключением направляющего ролика изготовлены из коррозийно-стойкого материала. Вместо фланца для монтажа лубрикатора на фонтанную арматуру нижняя часть корпуса оборудована специальной муфтой для соединения с буфером импортных арматур. Длина этого лубрикатора 2,8 м.

На месторождениях с большим содержанием сероводорода в газе, а также при низких температурах (до –41,7°С) используются лубрикаторы фирмы "Сиико", рассчитанные на рабочее давление до 70,0 Мпа. Выпускаются они с внутренним диаметром корпуса трех размеров: 0,0508, 0,0635 и 0,0762 м. Схема лубрикатора показана на рис. 233 и состоит из уплотнительной сальниковой головки с направляющим роликом, трех секций корпуса каждый длиной по 24 м, отводов для манометра и стравливания давления, противовыбросового превентора и трех насосов: для поджима сальника, ингибирования и для превентора. Муфты для соединения узлов лубрикатора самоуплотняющиеся и быстроразъемные. Уплотнительная сальниковая головка съемная, что позволяет использовать лубрикатор для спуска приборов на проволоке диаметром

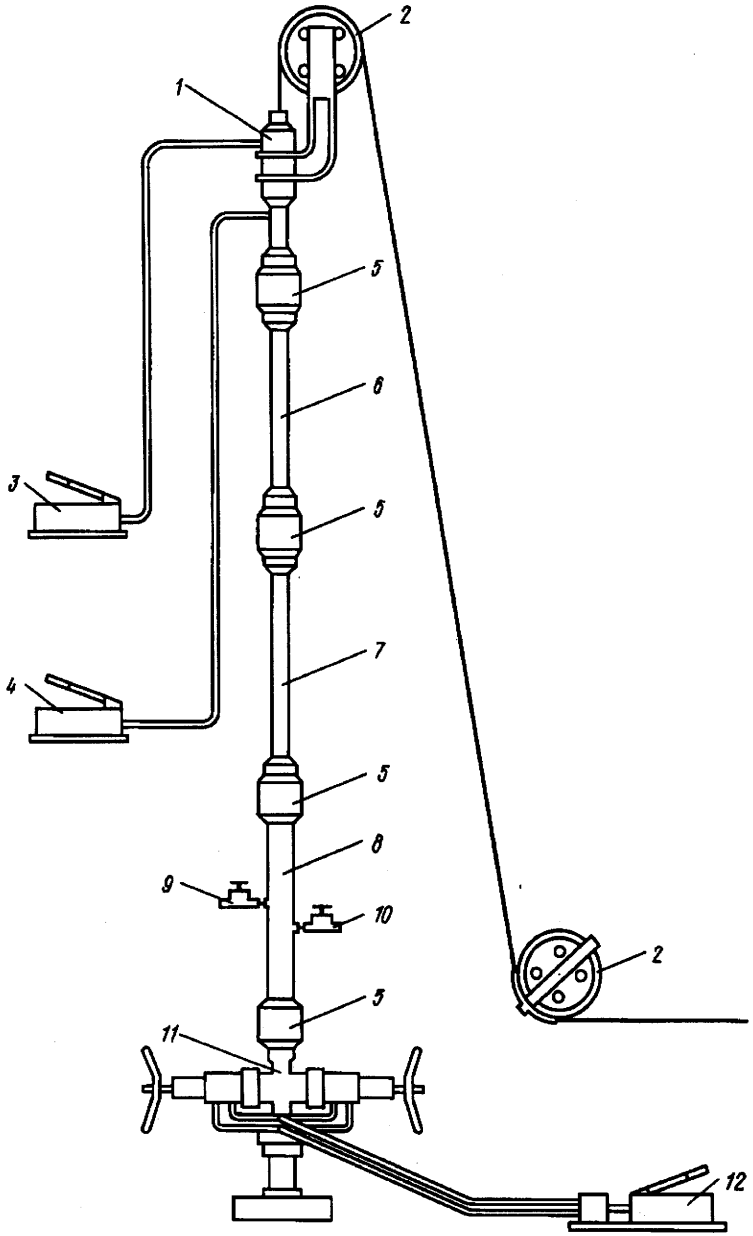


Рис. 233. Схема лубрикатора, используемая на месторождениях с содержанием сероводорода (фирма "Сиико") для спуска глубинных приборов с местной и дистанционной регистрацией измеряемых параметров

1 – сальниковая головка; *2* – верхний и нижний направляющие ролики; *3*, *4* – насосы: *3* – для поджима сальника, *4* – для ингибирования; *5* – муфты; *6–8* – верхняя, средняя и нижняя трубы лубрикатора; *9*, *10* – вентили: *9* – для манометра, *10* – для стравливания давления; *11* – превентор; *12* – насос превентора

$2{,}34 \cdot 10^{-3}$ м и на кабеле диаметром $4{,}8 \cdot 10^{-3}$ м. Сальниковое устройство, предназначенное для спуска приборов на кабеле, оборудовано для подачи специальной уплотняющей смазки с помощью насоса с целью обеспечения полной герметичности проходного сечения с кабелем и предотвращения пропусков агрессивного газа в атмосферу. Общая высота лубрикатора зависит от длины прибора, спускаемого в скважину, устьевого давления и необходимости использования утяжелительных грузов.

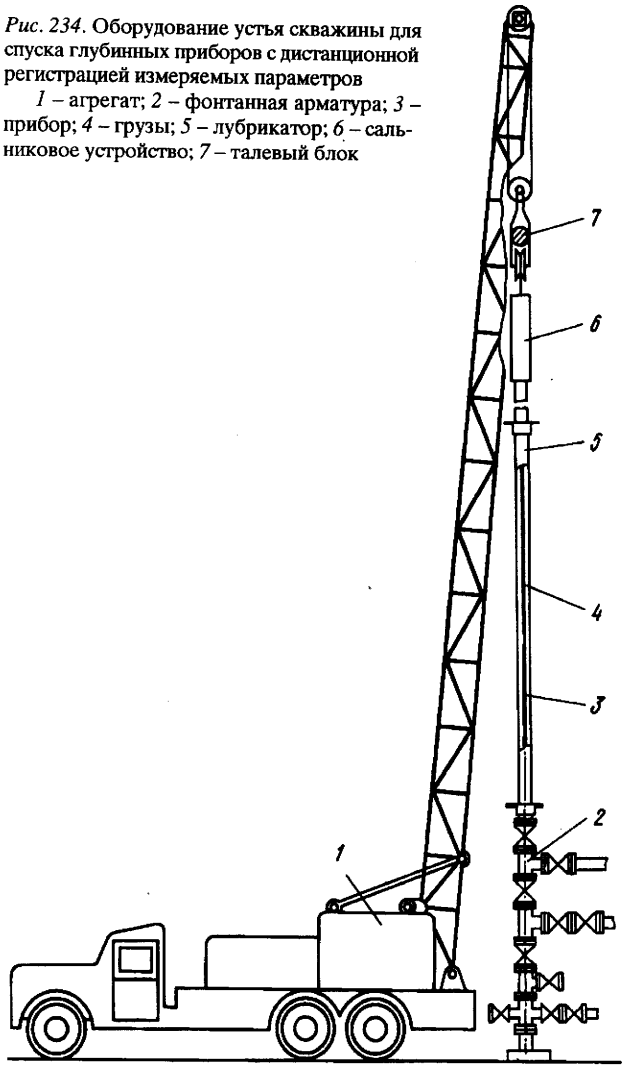


Рис. 234. Оборудование устья скважины для спуска глубинных приборов с дистанционной регистрацией измеряемых параметров

1 – агрегат; *2* – фонтанная арматура; *3* – прибор; *4* – грузы; *5* – лубрикатор; *6* – сальниковое устройство; *7* – талевый блок

Лубрикаторы, применяемые при спуске в скважину глубинных приборов с дистанционной регистрацией измеряемых параметров, существенно отличаются от лубрикаторов для спуска приборов с местной регистрацией. Отличие в конструкциях лубрикаторов связано с диаметром проволоки и бронированного кабеля, сальниковых устройств, длины лубрикаторов и др. В настоящее время на лубрикаторы для спуска приборов на кабеле также нет ГОСТа. Поэтому существуют лубрикаторы нескольких разновидностей. Для спуска глубинных дистанционных приборов кроме лубрикаторов необходима буровая или эксплуатационная вышка или же передвижная установка типа "Бакинец-3М", УПТк32 и др. Размеры и конструкция вышки и лубрикатора выбираются в зависимости от давления газа на устье скважины. Общий вид обустройства устья скважины при спуске приборов с дистанционной регистрацией показан на рис.234. Вышка оборудуется кронблоком и талевым блоком и используется при установке лубрикатора.

В процессе сборки лубрикатора через него протаскивают кабель, заведенный предварительно за блок-баланс и направляющий блок. Затем к концу кабеля присоединяется глубинный прибор и выше него надеваются на кабель грузы.

9.6. УСТАНОВКИ "НАДЫМ" ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Установки "Надым-1,-2" серийно выпускаются с 1986 г. заводом НПО "Тюменгазтехнология" и предназначены для газогидродинамических исследований скважин газовых месторождений и подземных хранилищ газа.

Техническая характеристика установок приведена в табл. 120. Общий вид аппаратов приведен на рис. 235, 236. Установки монтируются на факельной, задавочной линиях ("Надым-1") или на технологической линии перед шлейфом ("Надым-2").

Установки представляют собой устьевые малогабаритные быстросъемные устройства, состоящие из трех основных функциональных элементов: сепаратора, очищающего продукцию от механических примесей и жидкости; расходомера и емкостей для сбора отсепарированных твердых и жидких примесей.

Таблица 120

Техническая характеристика установок "Надым"

Показатель	"Надым-1"	"Надым-2"
Пропускная способность, млн $м^3$/сут	1,5	1,5
Рабочее давление, МПа	16,0	16,0
Температура рабочей среды, К	273–323	273–323
Температура окружающей среды, К	233–323	233–323
Потери газа при исследовании, $м^3$/ч	до 62,5	–
Численность обслуживающего персонала	2	2
Масса монтажных блоков, кг	до 50,0	до 50,0
Масса в сборе, кг	186,0	280,0

Сепаратор состоит из блоков первой и второй ступени сепарации. В блоке первой ступени поток продукции скважины с помощью прямоточно-центробежного завихрителя приобретает поступательно-вращательный характер, твердые и жидкие частицы центробежными силами отбрасываются к стенкам корпуса, задерживаются прямоточным отбойником и скапливаются в нижней части блока, откуда попадают в контейнер. Более тонкая очистка добываемого газа происходит во второй ступени сепарации. Здесь газ, обтекая фильтропакет, с помощью завихрителя второй ступени дополнительно закручивается и, проходя сквозь фильтр и хвостовик каркаса фильтра, попадает в расходомер. Примеси, задержанные во второй ступени сепарации, накапливаются в контейнере.

В качестве фильтров используется набор фторопластовых фильтрующих цилиндров, склеенных между собой по торцу, надетых на каркас фильтропакета и прижатых к хвостовику каркаса обтекателем. Для предотвращения поворачивания фильтропакета хвостовик соединяется с корпусом блока с помощью специального штифта.

Фторопластовые фильтроэлементы типа ФЭП 120-94-250/20 либо ФЭП 152-94-250 выпускаются серийно в соответствии с ТУ 84-835-79. Они практически полностью задерживают жидкость и твердые частицы размером более 20 мкм, при этом перепад давления на фильтропакете не превышает 0,05 МПа.

В установке "Надым-1" расходомером служит диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ), в установке "Надым-2" – диафрагменное устройство (сужающее быстросъемное) УСБ-100-16,0 ХЛ2, ТУ 51-72-81.

Контейнеры представляют собой цилиндрические емкости диаметром 219 мм (наружный), соединяемые вручную с блоками сепарации специальными разъемами и снабженные транспортировочными скобами для переноски.

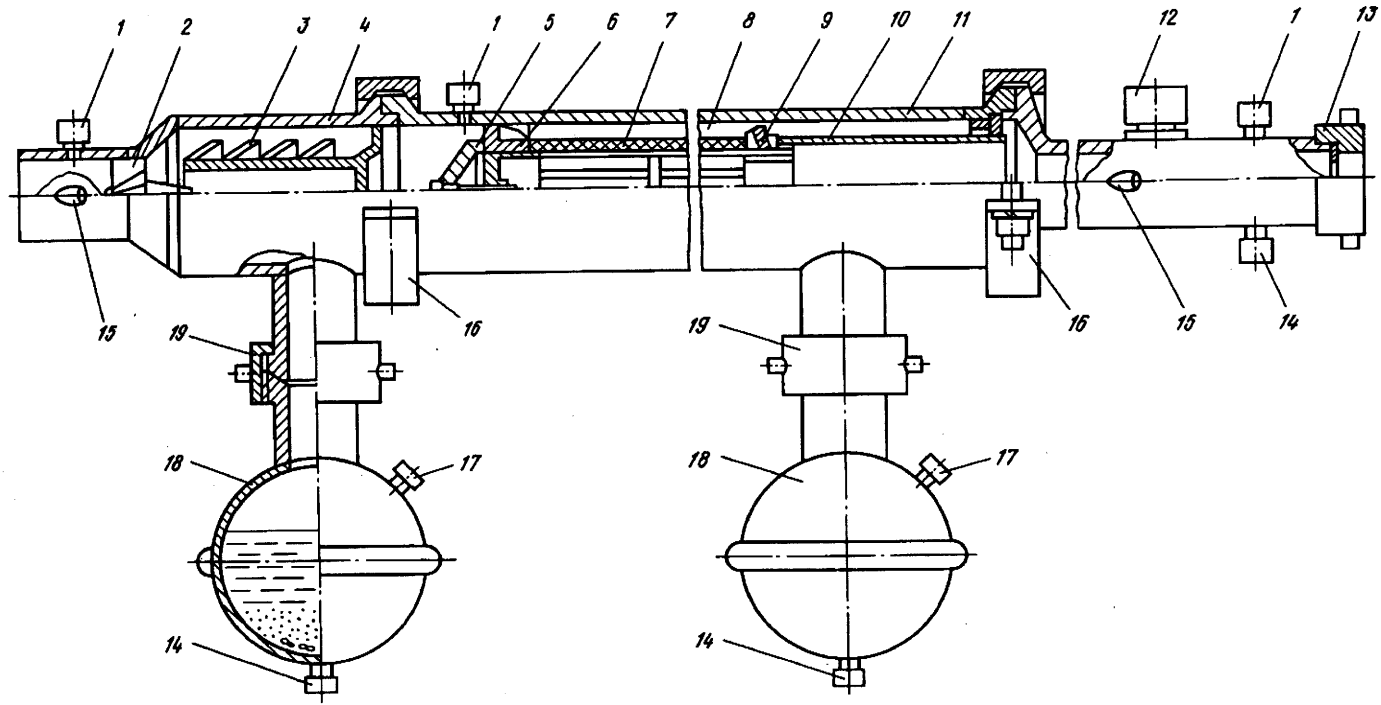


Рис. 235. Общий вид коллектора "Надым-1"

1 – штуцера для замера давления; *2*, *6* – центробежные завихрители; *3* – отбойник; *4*, *11* – корпуса; *5* – обтекатель; *7* – фильтрующий элемент; *8* – кольцевая камера; *9* – отбойник примесей; *10* – каркас фильтрующего элемента; *12* – заглушка; *13* – ДИКТ; *14* – вентиль; *15* – термокарман; *16* – полухомут; *17* – штуцера для уравнительных трубок; *18* – контейнер; *19* – гайка накидная

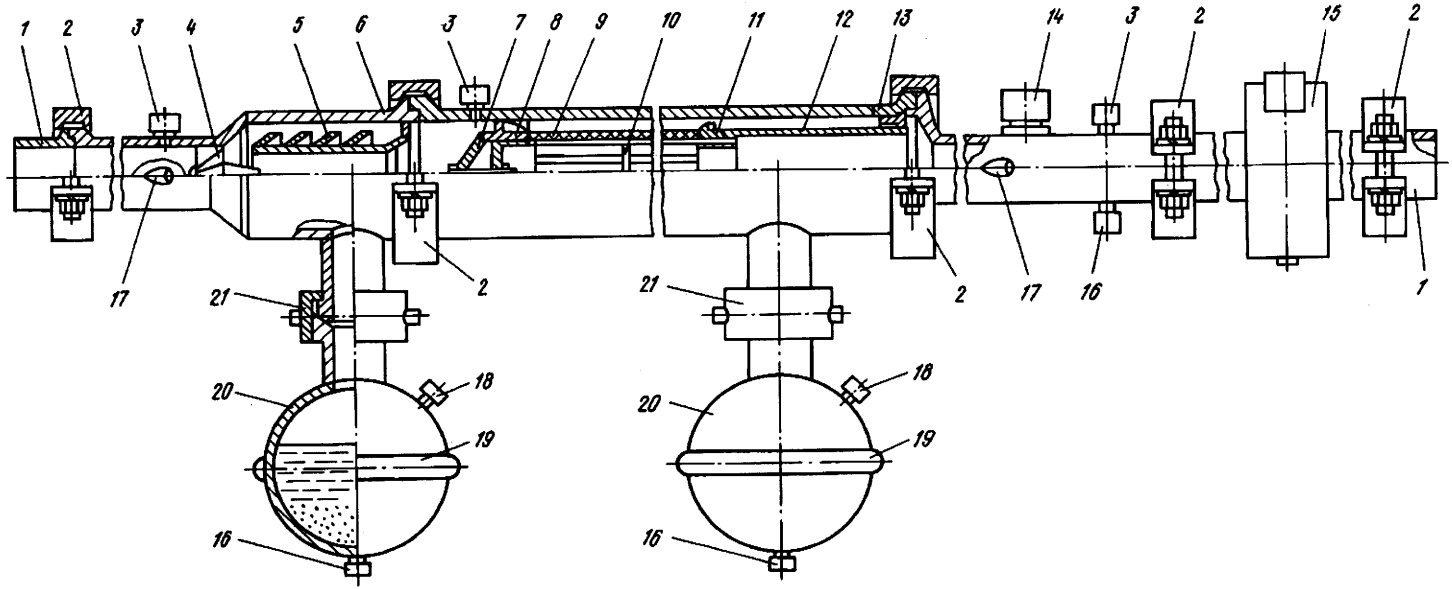


Рис. 236. Общий вид коллектора "Надым- 2"

1 – фланец; *2*, *13* – УСБ-100 для измерения расхода газовой смеси и сухого газа; *3*, *8* – завихрители; *4*, *9* – кольцевые камеры; *5* – отбойник; *6* – ниппель; *7* – контейнер; *10* – корпус; *11* – фильтр ФЭП-120-94-250/20; *12* – каркас фильтропакета; *14* – гнездо ПОУ-1-100; *15–18* – штуцера: *15*, *16* – для замера давления, *17*, *18* – уравнительный трубок; *19* – термокарман; *20* – приварыш; *21* – полухомут

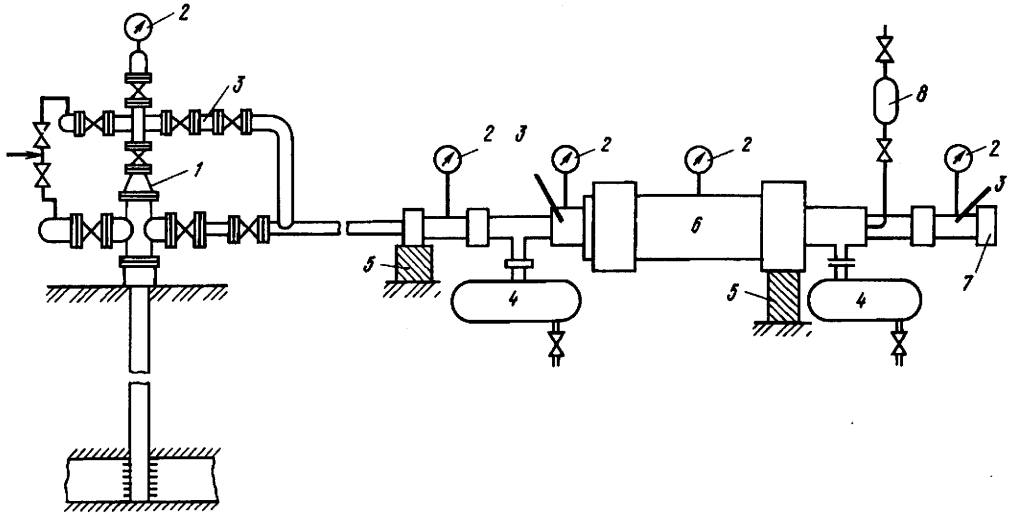


Рис. 237. Схема обвязки скважины при исследовании с применением коллектора "Надым"
1 – фонтанная арматура; *2* – манометры; *3* – термометры; *4* – емкости для жидких и твердых примесей; *5* – опоры; *6* – коллектор "Надым"; *7* – измеритель расхода газа; *8* – контейнер пробоотборного устройства

Установки комплектуются оборудованием и контрольно-измерительными приборами – КИП:

– набором диафрагм от 10 до 100 мм;

– образцовыми манометрами МО ГОСТ 6521-72 либо датчиками ПДВ (ПДВТ) ГОСТ 18618-83 класса точности не ниже 0,4;

– термометрами ТТ ГОСТ 2823-73 либо дистанционными датчиками температуры;

– секундомером ГОСТ 5072-79;

– контейнерами для отбора проб;

– уплотнительным материалом, гаечными ключами с удлинителями;

– при использовании дистанционных датчиков давления и температуры ГОСТ 18618-83, 1925.06.1596-77 – вторичными приборами 1775-ПН и устройствами питания.

Сборку блоков коллектора на примере установки "Надым-2" необходимо производить следующим образом (рис. 237):

– установить первую секцию сепарации в сборе, затянуть полухомуты быстрохватного соединения;

– установить корпус второго блока сепарации, затянуть полухомуты быстросхватного соединения;

–собрать внутреннюю начинку второго блока – каркас фильтропакета с фильтрами, завихрителем, и вставить ее в корпус;

– на выходе второго блока сепарации установить УСБ-100, затянуть шпильки фланца выходной задвижки замерной линии и полухомуты быстросхватного соединения;

– присоединить контейнеры к первому и второму блокам сепарации;

– установить контрольно-измерительные приборы, подключить дистанционные датчики.

После окончания исследований произвести разборку коллектора "Надым-2" в порядке, обратном описанному.

В процессе исследования контролируются следующие параметры:

– давление на буфере скважины, на входе коллектора перед фильтропакетом и УСБ-100;

– перепад давления на УСБ-100;

– температура газа на буфере скважины, перед УСБ-100, температура окружающей среды;

– время работы на режиме.

На каждом режиме производится отбор проб механических примесей и жидкости в мерные сосуды и контейнеры. Пробы, полученные в результате исследования на каждом режиме, направляются на гидрогеохимический, гранулометрический и минералогический анализы, результаты которых используются при выборе и контроле технологических режимов работы скважин в комплексе с данными промыслово-геофизических исследований.

После отбора проб в УСБ-100 заменяют диафрагмы, контейнеры промываются технической водой, присоединяются к коллектору и исследования продолжаются на следующем режиме.

9.7. УСТРОЙСТВО "РЕЖИМ ПНА-1"

"Режим ПНА-1" предназначен для исследования с целью определения продуктивной характеристики скважин в условиях выноса механических примесей в их продукции. Устройство применяется в скважинах после выхода их из бурения, капитального ремонта, ликвидации аварийных ситуаций, мероприятий по интенсификации притока газа к скважине. Устройство "Режим ПНА-1" позволяет определить количество выносимых механических примесей при различных режимах эксплуатации скважины. Для достоверности полученных дебитов по газу, жидкости и количества механических примесей необходимо обеспечить скорость потока на забое $V \geqslant 4$ м/с. Устройство позволяет измерить расход газа ДИКТом, а наличие твердых примесей определить акустическим способом, фиксирующим удар твердых частиц с помощью пъезоэлектрических преобразователей – кристаллов типа ЦТС-19 (цирконат-титанол свинца). Интенсивность возбуждения пьезокристалла ЦТС-19 пропорциональна энергии частиц и выражается формулой

$$J = mV_ч^2/2, \qquad (14.9)$$

где m – масса; $V_ч$ – скорость частицы, фиксируемая на индикаторе.

В комплект устройства "Режим ПНА-1" входят: модернизированный ДИКТ диаметром 0,05 м, снабженный узлом для установки акустического зонда; комплекс диафрагм; импульсная трубка; блок регистрации с выходом на прослушивающее и записывающее устройства, а также элементы питания типа 3336Л. Схема устройства показана на рис. 238. Устройство "Режим ПНА-1" монтируется на обвязке фонтанной арматуры с устьевым давлением $P_у$ = 16 МПа, $T_у$ = 278÷323 К, $Q_г$ = 800 тыс. м^3/сут и с содержанием H_2S и CO_2, не превышающим норму, которая предусмотрена ГОСТом на газ, подаваемый в магистральный газопровод. Точность индикации твердых примесей соответствует требованиям ОСТ 51.40-83. Акустический зонд занимает 10% площади проходного сечения ДИКТа и устанавливается на расстоянии 0,345 м от диафрагмы. Напряжение в блоке индикации равно 12 В. Габариты ДИКТа 0,515×0,420 м, блока индикации 0,27×0,07×0,165 м. Масса устройства 20 кг.

Последовательность выполнения работ с применением "Режим ПНА-1" следующая.

Для выявления наличия механических примесей в потоке газа на различных режимах работы скважина исследуется на 5–6 режимах до полной стабилизации давления и дебитов. С момента появления отдельных твердых частиц производится визуальное наблюдение за стрелкой индикатора и запись сигнала на магнитную ленту. На каждом режиме устанавливается фон газа – неизменное или слабое колебание стрелки около нуля. При наличии в газе глинистого раствора и мелкодисперсных частиц (до 10 мкм) стрелка индикатора отклоняется вправо и может плавно коле-

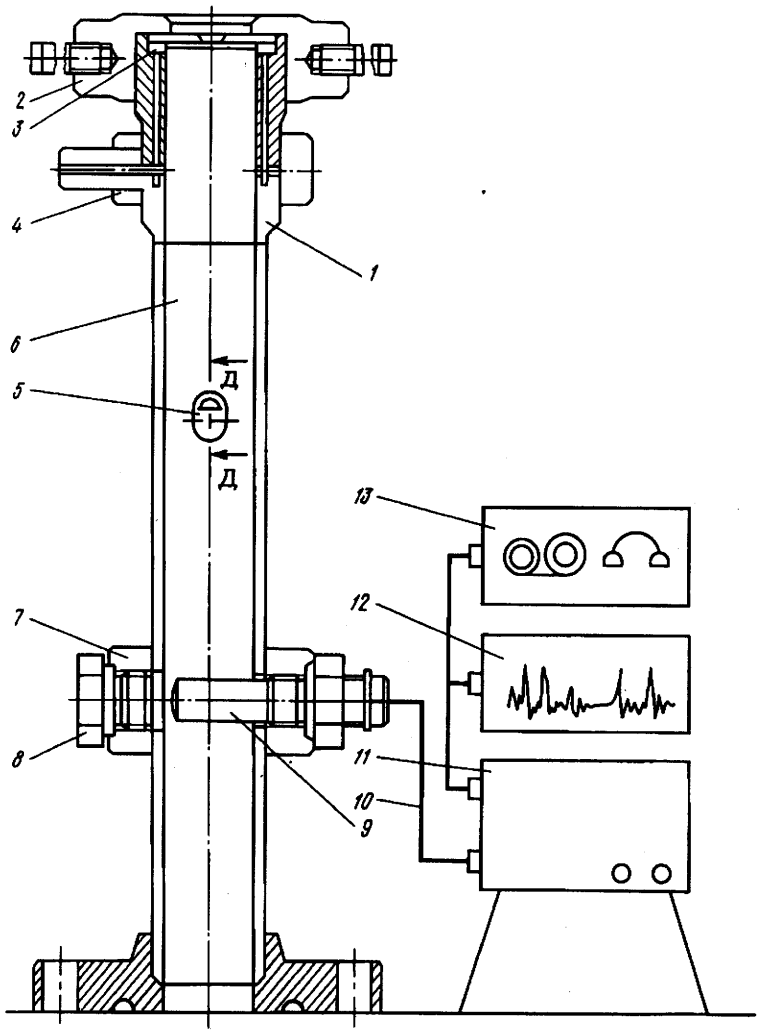


Рис. 238. Схема устройства "Режим ПНА-1" для исследования скважин при наличии твердых примесей в добываемой продукции

1 – диафрагменный измеритель критического течения; *2* – узел установки диафрагмы; *3* – диафрагма; *4* – отвод для измерения давления; *5* – термокарман; *6* – патрубок; *7* – узел установки зонда для определения наличия песка; *8* – заглушка; *9* – зонд песка; *10* – кабель связи; *11* – блок индикации; *12* – автоматический самописец; *13* – магнитофон, телефоны

баться. Появление песка характеризуется резким отклонением стрелки вправо относительно фонового уровня и острыми пиками на диаграммной ленте. Началом выноса твердых частиц считается показание стрелки индикатора более 20 имп./мин, что соответствует содержанию твердых примесей 0,3 г/100 м^3. Недопустимым считается режим, когда вынос породы соответствует более 40 имп./мин. После определения предельного расхода газа испытания проводятся в обратном порядке.

ABSTRACT

The existing Handbook of Complex Testing of Gas and Gas Condensate Reservoir and Wells (Nedra Publishing House, Moscow, 1980) is based on the scientific and technological progress that had been made towards this goal prior 1979. Since then, deep buried gas and gas condensate fields with abnormal reservoir pressure and with high content of CO_2, H_2S, N_2 and heavy hydrocarbon components have been developing.

The preparation of the manuscript was a joint effort of 97 leading research and education institutes, the geology, oil and gas industries, and different companies and technical associations. Much of the material in the book is taken from literature. The selection made in preparing the manuscript reflect the preferences and experiences of the authors.

Primary emphasis is given to the physical and chemical properties of porous medium, gas, condensate, oil and water over a wide range of pressure and temperature change; to precise and simple estimation methods for predicting the oil and gas output and distribution of pressure and temperature in a reservoir-well system; and to the state–of–the–art engineering procedures for testung gas, gas condensate and gas/oil wells, as wells al to processing data to determine reservoir properties under steady and unsteady conditions of gas and gas-condensate filtration with regard to the heterogeneity of the porous medium and change in the properties of this medium and its fluids depending of pressure and temperature and capillary and gravitational forces.

Important background material also includes: new experimental and analytical methods for determining gas condensate properties of a field; gas hydrodynamic base for substantaiting operating conditions by the results of well testing; specification of the instrumentation used in the CIS countries.

A considerable amounts of quantitative data in the form of charts tables, and formulas is presented to serve as a basis for design calculations by the principle of "do as I do". The all computer programs given in the book can be easily handled by each operator.

This book has been prepared for scientists, graduated engineers engineering students and operators envolved in the problems of oil and gas field exploration.

To purchase the new Handbook of Well Testing please contact prof. Z.S. Aliev by the adress: Mosvow, Leninsky prospect 65. B

ЛИТЕРАТУРА

1. *Аббасов З.Я.* Методические указания по определению забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах по статическому давлению на устье. Баку: Элм, 1981. 99 с.
2. *Абрукин А.Л.* Потокометрия скважин. М.: Недра, 1978. 253 с.
3. *Алиев А.Г., Ахметов В.Н., Чернышов Ю.Г.* Борьба с солеотложениями при добыче и обработке газа и конденсата на Оренбургском месторождении: Обзорная информация. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭГазпром, 1984. Вып. 3. 43 с.
4. *Алиев З.С., Андреев С.А., Власенко А.П., Коротаев Ю.П.* Технологический режим работы газовых скважин. М.: Недра, 1978. 279 с.
5. *Алиев З.С., Щербаков Г.А., Шурыгина И.Г.* Методы интерпретации результатов испытания скважин, вскрывших газовые с переменной толщиной и газонефтенасыщенные пласты при стационарных режимах фильтрации: Обзорная информация. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭГазпром, 1988. Вып. 1. 46 с.
6. *Ахметов В.Н., Гриценко А.И., Гафаров И.А.* Методы борьбы с солеотложениями в процессе добычи и подготовки газа на Оренбургском месторождении: Обзорная информация. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭГазпром, 1987. Вып. 2. 44 с.
7. *Басниев К.С.* Разработка месторождений природных газов, содержащих неуглеводородные компоненты. М.: Недра, 1986. 183 с.
8. *Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю.* Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. М.: Недра, 1992. 272 с.
9. *Бузинов С.Н., Умрихин И.Д.* Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М.: Недра, 1973. 246 с.
10. *Бурдун Г.Д.* Справочник по международной системе единиц СИ. М.: Стандарт, 1977. 232 с.
11. Геофизические методы исследования скважин: Справочник геофизика / Под ред. В.М. Запорожца. М.: Недра, 1983. 590 с.
12. *Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.В.* Закономерности основных свойств пластовых газоконденсатных систем: Научно-технический обзор. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭГазпром, 1978. Вып. 3. 72 с.
13. *Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.В.* Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. М.: Недра, 1983. 263 с.
14. *Грязнов Г.С.* Конструкция газовых скважин в районах многолетнемерзлых пород. М.: Недра, 1978. 137 с.
15. *Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И.* Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. М.: Недра, 1984. 264 с.
16. *Гутников А.И., Закиров И.С.* Совместный приток газа и жидкости к скважине: Экспресс-информация по геологии, бурению и разработке газовых месторождений. М.: ВНИИЭГазпром, 1981. Вып. 16. С. 18–21.
17. *Ермилов В.И., Киреев В.А., Ковалева Л.А.* и др. Временная инструкция по кислотной обработке газоносных пластов. М.: ВНИИЭГазпром, 1970. 64 с.
18. *Закиров И.С.* Совместный приток газа, нефти и подошвенной воды к скважине // Нефт. хоз-во. 1988. 2. С. 39–42.
19. *Закиров С.Н., Сомов Б.Е., Гордон В.Я.* и др. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие. М.: Недра, 1988. 335 с.
20. *Закиров С.Н., Щепкина Н.Е., Брусиловский А.И.* Математическое моделирование стационарного неизотермического движения газоводяных и газоконденсатных смесей в скважине // Изв. АН АзССР. Сер. Наука о Земле. 1989. № 5. С. 3–9.
21. *Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А.* Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. М.: Недра, 1987. 172 ч.
22. *Зотов Г.А., Тверковкин С.М.* Газогидродинамические методы исследования газовых скважин. М.: Недра, 1970. 191 с.
23. Инструкция по безопасному ведению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода и других вредных и агрессивных веществ. М.: Недра, 1982. 49 с.
24. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. М.: Недра, 1980. 301 с.
25. Интерпретация геофизических исследований скважин: Справочник геофизика / Под ред. В.М. Добрынина. М.: Недра, 1987. 372 с.
26. *Катц Д., Корнелл Д., Кобаяши Р.* и др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. М.: Недра, 1965. 676 с.
27. *Киреев В.А., Ковалева Л.А., Назаров В.М.* и др. Временная инструкция по поинтервальной обработке пласта при освоении и эксплуатации скважин Оренбургского месторождения. М.: ВНИИГаз, 1976. 25 с.

28. *Коротаев Ю.П., Точигин А.А., Семенов Н.И.* Инструкции по гидродинамическому расчету газоконденсатных скважин. Иваново, 1980. 60 с.
29. *Корценштейн В.Н.* Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. М.: Недра, 1976. 309 с.
30. *Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А.* Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра, 1974. 200 с.
31. *Лапшин П.С.* Испытание пластов в процессе бурения. М.: Недра, 1979. 200 с.
32. *Масленников В.В.* Высокочувствительная термометрия неперфорированных наблюдательных скважин – новый эффективный метод контроля за разработкой газовых залежей: Обзорная информация. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭГазпром. 1986. Вып. 3. 56 с.
33. *Масленников В.В., Гергедава Ш.К., Гереш П.А.* и др. Организация системного контроля за разработкой углеводородных залежей Уренгойского месторождения: Обзорная информация. Сер. Передовой производственный опыт в газовой промышленности. М.: ВНИИЭГазпром, 1987. Вып. 7. 43 с.
34. *Медведский Р.И.* Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномерзлых породах. М.: Недра, 1987. 230 с.
35. Методы изучения и оценка ресурсов глубоких подземных вод / Под ред. С.С. Бондаренко, Г.С. Вартанян. М.: Недра, 1986. 479 с.
36. *Миснар А.* Теплопроводность твердых тел, газов и их композиций. М.: Мир, 1987. 150 с.
37. *Намиот А.Ю.* Растворимость газов под давлением. М.: Гостоптехиздат, 1963. 48 с.
38. *Намиот А.Ю.* Растворимость газов в воде: Справочное пособие. М.: Недра, 1991. 167 с.
39. *Николаев С.А., Николаева Н.Г., Соломатин А.Н.* Теплофизика горных пород. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1987. 150 с.
40. Общий каталог оборудования фирмы "Камко". Хьюстон, Техас, 1978. Раздел В. С. 1159–1178.
41. *Панов В.А., Емков А.А.* Ингибиторы отложения неорганических солей: Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 1978. 45 с.
42. *Петров А.И.* Глубинные приборы для исследования скважин. М.: Недра, 1980. 224 с.
43. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. М.: Недра, 1975. 253 с.
44. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов. М.: Недра, 1985. 110 с.
45. Правила пожарной безопасности в газовой промышленности ППБВ-85. М.: Недра, 1986. 80 с.
46. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений / Ю.В. Желтов, В.Н. Мартос, А.Х. Мирзаджанзаде и др. М.: Недра, 1979. 254 с.
47. *Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т.* Свойства газов и жидкостей. Л.: Химия, 1982. 592 с.
48. Справочник гидрогеолога / Под ред. М.Е. Альтовского. М.: Госгеолтехиздат, 1962. 616 с.
49. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: Проектирование разработки / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983. 463 с.
50. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: Добыча нефти / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983. 454 с.
51. Справочник химика / Под ред. Б.П. Никольского. М.: Химия, 1971. Т. 1. 1071 с.
52. *Степанова Г.С., Критская С.Л.* Диагностирование фазового состояния углеводородных залежей в начальный период разработки. Обзорная информация. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭГазпром, 1986. Вып. 2. 48 с.
53. Техническая спецификация оборудования фирмы "Baker". Oil Tools, inc. 3523 и 3524, 1979. P. 1–20 и 1–14.
54. *Цытович Н.А.* Механика мерзлых грунтов. М.: Высш. шк., 1973. 280 с.
55. *Baillie C., Wichert E.* Chart gives hydrate formation temperature for natural, gas. Oil and Gas. 1987, April. 6. Vol. 85, N 14. P. 37–39.
56. *Pollard P.* Evoluation of Ocid Treatment from Pressure Bild up analysis // Petr. Techn. 1959, March. Vol. 11. P. 38–43.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ОСНОВНЫЕ ЕДИНИЦЫ СИСТЕМЫ СИ

Используемые в нефтегазовой промышленности научная литература, нормативные документы, инструкции, правила, проекты, приборы и оборудование содержат различные единицы измерения. Унификация единиц физических величин в СССР на принципах Международной системы единиц началась в 1955 г.

В настоящее время практически завершены работы по переводу всех научных и технических разработок, средств обучения, измерения и контроля на новую международную систему СИ. Основные и некоторые дополнительные единицы измерения СИ, используемые при проектировании разработки, эксплуатации скважин, подсчетах запасов, промыслово-геофизических, газоконденсатных и газогидродинамических исследованиях скважин и обработке полученных результатов, приведены в таблицах 1–24.

Однако часть научной и учебной литературы, оборудований и технических средств, находящихся в действии, а также иностранная литература, содержат физические величины, выраженные в системах: МКС, МКСК, МКСА, МКСКД, $МКСМ_0$, МКСЛМ, СГС, СГСЭ, СГСМ, $СГСЕ_0$, $СГСМ_0$, СГСБ, МТС, МКГСС и др. При использовании различных отечественных и иностранных источников в области физико-химических свойств отдельных компонентов газа, нефти, воды, конденсата, ингибиторов, пористой среды, технических средств и технологических параметров специалисту, работающему в системе нефтегазовой геологии, разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений приходится переводить физические величины из одних единиц измерения в другие, в частности в единицы системы СИ. Поэтому в табл. 1–24 данного Приложения приведены переводные коэффициенты из различных единиц в единицы системы СИ, наиболее часто используемые при термогазогидродинамических расчетах параметров пористой среды и насыщающих ее жидкостей и газов. Более детальная информация о системе СИ и теплофизических параметрах пористой среды, нефти, газов, воды, отдельных элементов периодической системы Д.И. Менделеева и органических и неорганических соединений приведена в работах [10, 24, 26, 34, 39, 51, 54] и др.

Таблица 1

Приставки для образования десятичных кратных и дольных единиц и их наименование

Множитель	Приставка		
	наименование	русское обозначение	международное обозначение
$1000000000000000000 = 10^{18}$	экса	Э	E
$1000000000000000 = 10^{15}$	пета	П	P
$1000000000000 = 10^{12}$	тера	Т	T
$1000000000 = 10^{9}$	гига	Г	G
$1000000 = 10^{6}$	мега	М	M
$1000 = 10^{3}$	кило	к	K
$100 = 10^{2}$	гекто	г	h
$10 = 10^{1}$	дека	да	da
$0{,}1 = 10^{-1}$	деци	д	d
$0{,}01 = 10^{-2}$	санти	с	c
$0{,}001 = 10^{-3}$	милли	м	m
$0{,}000001 = 10^{-6}$	микро	мк	μ
$0{,}000000001 = 10^{-9}$	нано	н	n
$0{,}000000000001 = 10^{-12}$	пико	п	p
$0{,}000000000000001 = 10^{-15}$	фемта	ф	f
$0{,}000000000000000001 = 10^{-18}$	атто	а	a

Таблица 2

Основные единицы системы СИ

Параметр	Размерность	Единица		
		наименование	русское обозначение	международное обозначение
Длина	L	метр	м	m
Масса	M	килограмм	кг	kg
Время	T	секунда	с	s
Сила электрического тока	I	ампер	А	A
Термодинамическая температура	θ	Кельвин	К	K
Сила света	J	кандела	кд	cd
Количество вещества	N	моль	моль	mol
Частота	T^{-1}	герц	Гц	Hz
Сила	LMT^{-2}	Ньютон	Н	N
Давление	$L^{-1}MT^{-2}$	Паскаль	Па	Pa
Энергия, работа, количество теплоты	L^2MT^{-2}	Джоуль	Дж	J
Мощность, поток энергии	L^2MT^{-3}	Ватт	Вт	W
Динамическая вязкость	$L^{-1}MT^{-1}$	Паскаль-секунда	Па·с	Pa·s
Газовая постоянная–удельная	$L^2T^{-2}\theta^{-1}$	Джоуль на килограмм-Кельвин	Дж/(кг·К)	J/(kgK)
Теплоемкость удельная	$L^2T^{-2}\theta^{-1}$	То же	Дж/(кг·К)	J/(kgK)
Теплоемкость молярная	$N^{-1}L^2MT^{-2}\theta^{-1}$	Джоуль на моль-Кельвин	Дж/(моль·К)	J/(molK)

Таблица 3

Тепловые единицы и их переводы в СИ

Измеряемая величина	Обозначение	Переводной коэффициент
Количество теплоты	кал (международное)	4,1868 Дж
	ккал (международное)	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж
	кал (термохимическое)	4,1840 Дж
Удельное количество теплоты	кал/г	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж
	ккал/кг	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж
Удельная объемная теплота	кал/см^3	$4{,}1868 \cdot 10^6$ Дж/м^3
	ккал/м^3	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж/м^3
Теплоемкость	кал/°С	4,1868 Дж/*К*
	ккал/°С	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж/*К*
Удельная теплоемкость	кал/г·°С	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж/(кг·К)
	ккал/кг·°С	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж/(кг·К)
Удельная объемная теплоемкость	кал/см^3·°С	$4{,}1868 \cdot 10^6$ Дж/(м^3·К)
	ккал/м^3·°С	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж/(м^3·К)
Тепловой поток	кал/с	4,1868 Вт
	ккал/час	1,163 Вт
Теплопроводность	кал/см·с·°С	$4{,}1868 \cdot 10^2$ Вт/(м·К)
	ккал/м·ч·°С	1,163 Вт/(м·К)
Газовая постоянная	кал/г·°С	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж/(кг·К)
	ккал/кг·°С	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж/(кг·К)

Переводы различных параметров

1 кгс = 9,80665 Н (точно) 1 Н = 0,1019716... кгс (неточно)
1 кгс/м^2 = 9,80665 Па (точно) 1 кгс/см^2 = 98,0665 Па (точно)
1 нормальное атмосферное давление = 760 мм.рт.ст = 101325 Па

Вязкость динамическая

1 Па·с или 1 миллиПаскаль·секунду, мПа·с
При T = 293,15K $\mu_{вода}$ = 1,01 мПа·с; μ_{Hg} = 1,59 мПа·с

Таблица 4

Единицы измерения величины (всесистемные единицы)

Величина	Название	Сокращенное обозначение	Эквивалент в системе МКС	
Длина	микрон	мк	$1 \cdot 10^{-6}$	м
	ангстрем	Å	$1 \cdot 10^{-10}$	м
	икс-единица	–	$1{,}00239 \cdot 10^{-13}$	м
Масса	тонна	т	$1 \cdot 10^3$	кг
	центнер	ц	$1 \cdot 10^2$	кг
	карат	–	$2 \cdot 10^{-4}$	кг
Время	час	ч	3600	с
	минута	мин	60	с
Площадь	ар	а	100	м^2
	гектар	га	$1 \cdot 10^4$	м^2
Объем	литр	л	$1{,}000028 \cdot 10^{-3}$	м^3
Сила	тонна-сила	т.с.	$9{,}80665 \cdot 10^3$	Н
Мощность	лошадиная сила	л.с.	735,499	Вт
			75	кгс·м/с
Работа	ватт-час	Вт.ч	$3{,}6 \cdot 10^3$	Дж
Давление	техническая атмосфера	ат или кгс/см^2	$9{,}80665 \cdot 10^4$	Н/м^2
	физическая атмосфера	атм	$1{,}01325 \cdot 10^5$	Н/м^2
	бар	бар	$1 \cdot 10^5$	Н/м^2
	миллиметр ртутного столба	мм.рт.ст	133,322	Н/м^2
	миллиметр водяного столба	мм.вод.ст	9,80665	Н/м^2

Таблица 5

Коэффициенты пересчета между единицами длины

Единица	м	см	мкм	ft	in	n mile
Метр	1	$1 \cdot 10^{2}$	$1 \cdot 10^{6}$	3,28	39,37	$5{,}4 \cdot 10^{-4}$
Сантиметр	$1 \cdot 10^{-2}$	1	$1 \cdot 10^{4}$	$3{,}28 \cdot 10^{-2}$	0,3937	$5{,}4 \cdot 10^{-6}$
Микрометр	$1 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-4}$	1	$3{,}28 \cdot 10^{-6}$	$3{,}937 \cdot 10^{-5}$	$5{,}4 \cdot 10^{-10}$
Фут	0,3048	30,48	$3{,}048 \cdot 10^{5}$	1	12	$1{,}65 \cdot 10^{-4}$
Дюйм	$2{,}54 \cdot 10^{-2}$	2,54	$2{,}54 \cdot 10^{4}$	$8{,}33 \cdot 10^{-2}$	1	$1{,}37 \cdot 10^{-5}$
Морская миля	$1{,}852 \cdot 10^{3}$	$1{,}852 \cdot 10^{5}$	$1{,}852 \cdot 10^{9}$	$6{,}076 \cdot 10^{3}$	$7{,}2907 \cdot 10^{4}$	1

Таблица 6

Коэффициенты пересчета между единицами объема

Единица	$м^3$	$см^3$	л	ft^3	in^3	pt	gal
Кубический метр	1	10^{6}	10^{3}	35,3	$6{,}10 \cdot 10^{4}$	$1{,}7598 \cdot 10^{3}$	$2{,}20 \cdot 10^{2}$
Кубический сантиметр	10^{-6}	1	10^{-3}	$3{,}53 \cdot 10^{-5}$	$6{,}10 \cdot 10^{-2}$	$1{,}7598 \cdot 10^{-3}$	$2{,}20 \cdot 10^{-4}$
Литр (кубический дециметр)	10^{-3}	10^{3}	1	$3{,}53 \cdot 10^{-2}$	61,00	1,7598	0,220
Кубический фут	$2{,}83 \cdot 10^{-2}$	$2{,}83 \cdot 10^{4}$	28,3	1	$1{,}73 \cdot 10^{3}$	49,80	6,229
Кубический дюйм	$1{,}639 \cdot 10^{-5}$	16,39	$1{,}639 \cdot 10^{-2}$	$5{,}79 \cdot 10^{-4}$	1	$2{,}88 \cdot 10^{-2}$	$3{,}6 \cdot 10^{-3}$
Пинта (английская)	$5{,}68 \cdot 10^{-4}$	$5{,}68 \cdot 10^{2}$	0,568	$2{,}00 \cdot 10^{-2}$	34,66	1	0,125
Галлон (английская)	$4{,}546 \cdot 10^{-3}$	$4{,}546 \cdot 10^{3}$	4,546	0,1605	$2{,}774 \cdot 10^{2}$	8	1

Таблица 7

Перевод различных единиц в единицы СИ

Параметр	Наименование	Обозначение	Перевод в единицы СИ
Длина	микрон	мк	$1 \cdot 10^{-6}$ м
	ангстром	Å	$1 \cdot 10^{-10}$ м
	кабельтов	кб	185,2 м
Площадь	ар	а	100 $м^2$
	гектар	га	$1 \cdot 10^4$ $м^2$
Масса	атомная единица массы	а.е.м.	
	по кислородной химической шкале	–	$1{,}6602 \cdot 10^{-27}$ кг
	по кислородной физической шкале	–	$1{,}6597 \cdot 10^{-27}$ кг
	по углеродной шкале	–	$1{,}6606 \cdot 10^{-27}$ кг
	гамма	γ	$1 \cdot 10^{-9}$ кг
Линейная скорость	узел – морской	уз	0,514444 м/с
	градус в секунду	°/с	0,0174533 град/с
Давление	техническая атмосфера	ат	98066,5 Па
	килограмм-сила на квадратный сантиметр	кгс/$см^2$	98066,5 Па
	физическая атмосфера	атм	101325 Па
	миллиметр водяного столба	мм.вод.ст.	9,80665 Па
	миллиметр ртутного столба	мм.рт.ст.	133,322 Па
	бар	бар	$1 \cdot 10^5$ Па
Работа, энергия	литр-атмосфера	л.атм	101,328 Дж
	лошадиная сила-час	л.с.ч	$2{,}6478 \cdot 10^6$ Дж
	киловатт-час	кВт.ч	$3{,}6 \cdot 10^6$ Дж
	ватт-час	Вт.ч	3600 Дж
Мощность	лошадиная сила	л.с.	735,499 Вт
Количество теплоты	калория международная	кал	4,1868 Дж
	термия	–	$4{,}1868 \cdot 10^6$ Дж
Газовая постоянная	метр-атмосфера на килограмм-градус	м.атм/кг°С	101,328 Дж/(кг К)
Удельное количество теплоты	калория на грамм	кал/г	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж/кг
	килокалория на килограмм	ккал/кг	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж/кг
Теплоемкость системы	калория на градус Цельсия	кал/°С	4,1868 Дж/°С
	килокалория на градус Цельсия	ккал/°С	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж/°С
Удельная теплоемкость	калория на грамм-градус Цельсия	кал/(г°С)	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж/(кг·°С)
	килокалория на килограмм-градус Цельсия	ккал/(кг°С)	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж/(кг·°С)
Энтропия системы	калория на Кельвин	кал/К	4,1868 Дж/К
Тепловой поток	калория в секунду	кал/с	4,1868 Вт
	килокалория в час	ккал/ч	1,163 Вт
Теплопроводность	калория в секунду на сантиметр-градус Цельсия	кал/(см°С)	$4{,}1868 \cdot 10^2$ Вт/(м·°С)
	килокалория в час на метр-градус Цельсия	ккал/(ч·м°С)	1,163 Вт(м·°С)
Газовая постоянная	калория на грамм-градус Цельсия	кал/(г·°С)	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж/(кг·°С)
	килокалория на килограмм-градус Цельсия	ккал/(кг·°С)	$4{,}1868 \cdot 10^3$ Дж/(кг·°С)
Поверхностное натяжение	Дина на сантиметр	Дин/см	$1 \cdot 10^{-3}$ Н/м
Сила	Дина	Дин	$1 \cdot 10^{-5}$ Н

Таблица 8

Значение универсальной газовой постоянной R в различных единицах

Единица	Значение R при расчете на 1 моль		
	По кислородной химической шкале атомных весов	По кислородной физической шкале атомных весов	По углеродной шкале атомных весов
эрг/моль·град	$8{,}31467 \cdot 10^7$	$8{,}31696 \cdot 10^7$	$8{,}31431 \cdot 10^7$
абс.дж/моль·град	8,31467	8,31696	8,31431
межд.дж/моль·град	8,31009	8,31538	8,31273
л.атм/моль·град	0,082057	0,08208	0,082054
межд.кал/моль·град	1,98590	1,98645	1,98581
$кал_{тх}$/моль·град	1,98725	1,98780	1,98716
$кал_{15}$/моль·град	1,98654	1,98709	1,98645
кгс·м/моль·град	0,84786	0,84809	0,84782
кВт.ч/моль·град	$2{,}30963 \cdot 10^{-6}$	$2{,}31027 \cdot 10^{-6}$	$2{,}30953 \cdot 10^{-6}$

Таблица 9

Значения газовой постоянной при различных единицах измерения

Единица	Объем	R
дин/$см^2$	$см^3$	$8{,}315 \cdot 10^7$ эрг/г·моль·град или 1,987 кал/град·г·моль
кг/$см^2$	$см^3$	84,8 кг·см/г·моль·град
кг/$м^2$	$м^3$	0,848 кг·м/г·моль·град
атм	$см^3$	82,06 атм·$см^3$/г·моль·град
атм	л	0,08206 атм·л/г·моль·град
мм.рт.ст.	$см^3$	$6{,}236 \cdot 10^4$ мм.рт.ст·$см^3$/г·моль·град
мм.рт.ст.	грамм	62300 мм.рт.ст·г/г·моль·град

Таблица 10

Коэффициенты перерасчета между единицами давления

Единица	Па	бар	мм.вод.ст.	мм.рт.ст.	дин/$см^2$	кгс/$см^2$	ftf/in^2
Паскаль	1	10^{-5}	0,102	$7{,}5024 \cdot 10^{-3}$	10	$1{,}02 \cdot 10^{-5}$	$1{,}45 \cdot 10^{-4}$
бар	10^5	1	$1{,}02 \cdot 10^4$	$7{,}5024 \cdot 10^2$	10^6	1,02	14,5
миллиметр водяного столба	9,8067	$9{,}8067 \cdot 10^{-5}$	1	$7{,}35 \cdot 10^{-2}$	98,1	10^{-4}	$1{,}422 \cdot 10^{-3}$
миллиметр ртутного столба	$1{,}33 \cdot 10^2$	$1{,}33 \cdot 10^{-3}$	13,6	1	$1{,}33 \cdot 10^{-3}$	$1{,}36 \cdot 10^{-3}$	$1{,}934 \cdot 10^{-2}$
дина на квадратный сантиметр	0,1	10^{-6}	$1{,}02 \cdot 10^{-2}$	$7{,}50 \cdot 10^{-4}$	1	$1{,}02 \cdot 10^{-6}$	$1{,}45 \cdot 10^{-5}$
килограмм-сила на квадратный сантиметр	$9{,}8067 \cdot 10^4$	0,98067	10^4	$7{,}35 \cdot 10^2$	$9{,}81 \cdot 10^5$	1	14,223
фут-сила на квадратный дюйм	$6{,}8948 \cdot 10^3$	$6{,}8948 \cdot 10^{-2}$	$7{,}0307 \cdot 10^2$	52,2	$6{,}89 \cdot 10^4$	$7{,}0307 \cdot 10^{-2}$	1

Таблица 11

Соотношения между единицами давления

Единица	Эквивалент			
	$Н/м^2$	мм.рт.ст.	$дин/см^2$	атм
1 $Н/м^2$	1	$0{,}730062 \cdot 10^{-2}$	10	$0{,}986923 \cdot 10^{-5}$
1 $кгс/м^2$	9,80665	0,0735559	98,0665	$0{,}967841 \cdot 10^{-4}$
1 техническая атмосфера	$9{,}80665 \cdot 10^4$	735,559	$9{,}80665 \cdot 10^5$	0,967841
1 физическая или нормальная атмосфера	$1{,}01325 \cdot 10^5$	760	$1{,}01325 \cdot 10^6$	1
1 мм. водяного столба	9,80665	0,0735559	98,0665	$0{,}967841 \cdot 10^{-4}$
1 бар	10^5	750,062	10^6	0,986923
1 пьеза – стен/$м^2$	10^3	7,50062	10^4	$0{,}986923 \cdot 10^{-2}$
1 тор – мм ртутного столба	133,3224	1	1333,224	$1{,}315789 \cdot 10^{-3}$
1 фунт/кв.дюйм	$6{,}89476 \cdot 10^3$	51,7149	$6{,}89476 \cdot 10^4$	0,068046
1 фунт/кв.фут	47,878	$3{,}5911 \cdot 10^3$	478,78	$4{,}72519 \cdot 10^{-4}$

Таблица 12

Соотношения между значениями температуры, выраженными в различных шкалах

Температура	Эквивалент по шкале	
	Цельсия	Кельвина
x°C – шкала Цельсия	x °C	$x + 273{,}15$ K
x K – шкала Кельвина	$x - 273{,}15$ °C	x K
x °R – шкала Реомюра	$1{,}25x$ °C	$1{,}25x + 273{,}15$ K
x °F – шкала Фаренгейта	$5(x-32)/9$ °C	$5x/9 + 255{,}38$ K
x °$R_{анк}$ – шкала Ренкина	$5(x-491{,}69)/9$°C	$5x/9$ K

1 град R = 1,25 град C; 1 град °F = 1 град $R_{анк}$ = 5/9 град°C

Таблица 13

Коэффициенты пересчета между единицами силы

Единица	Н	дин	кгс	тс	стен	lbf
Ньютон	1	10^5	0,102	$1{,}02 \cdot 10^{-4}$	10^{-3}	0,2248
Дина	10^{-5}	1	$1{,}02 \cdot 10^{-6}$	$1{,}02 \cdot 10^{-9}$	10^{-8}	$2{,}248 \cdot 10^{-6}$
Килограмм-сила	9,8067	$9{,}8067 \cdot 10^5$	1	10^{-3}	$9{,}8067 \cdot 10^{-3}$	2,2046
Тонна-сила	$9{,}8067 \cdot 10^3$	$9{,}8067 \cdot 10^8$	10^3	1	9,8067	$2{,}2046 \cdot 10^3$
Стен	10^3	10^8	102	0,102	1	$2{,}248 \cdot 10^2$
Фунт-сила	4,448	$4{,}448 \cdot 10^5$	0,454	$4{,}54 \cdot 10^{-4}$	$4{,}448 \cdot 10^{-3}$	1

Таблица 14

Коэффициенты пересчета между единицами мощности

Единица	Вт	эрг/с	кгс·м/с	кал/с	lbfft/s	л.с.
Ватт	1	10^7	0,102	0,239	0,7376	$1{,}36\cdot10^{-3}$
Эрг в секунду	10^{-7}	1	$1{,}02\cdot10^{-8}$	$2{,}39\cdot10^{-8}$	$7{,}376\cdot10^{-8}$	$1{,}36\cdot10^{-10}$
Килограмм-сила-метр в секунду	9,80665	$9{,}8067\cdot10^{-7}$	1	2,343	7,233	$1{,}33\cdot10^{-2}$
Калория в секунду	4,1868	$4{,}1868\cdot10^7$	0,427	1	3,088	$5{,}69\cdot10^{-3}$
Фунт-сила-фут в секунду	1,3558	$1{,}3558\cdot10^7$	0,138	0,3246	1	$1{,}84\cdot10^{-3}$
Лошадиная сила	736	$7{,}36\cdot10^9$	75	175,5	542,9	1

Таблица 15

Коэффициенты пересчета между единицами кинематической вязкости

Единица	$м^2/с$	Ст	сСт	$м^2/ч$	ft^2/s	ft^2/h
Квадратный метр на секунду	1	10^4	10^6	3600	10,76	$38{,}75\cdot10^3$
Стокс	10^{-4}	1	100	0,36	$1{,}076\cdot10^{-3}$	3,875
Сантистокс	10^{-6}	0,01	1	$3{,}6\cdot10^{-3}$	$1{,}076\cdot10^{-5}$	$3{,}875\cdot10^{-2}$
Квадратный метр на час	$2{,}778\cdot10^{-4}$	2,778	277,8	1	$2{,}99\cdot10^{-3}$	10,76
Квадратный фут на секунду	$9{,}29\cdot10^{-2}$	929	$9{,}29\cdot10^4$	334,5	1	3600
Квадратный фут на час	$2{,}58\cdot10^{-5}$	0,258	25,8	$9{,}29\cdot10^{-2}$	$2{,}78\cdot10^{-4}$	1

Таблица 16

Коэффициенты пересчета между единицами динамической вязкости

Единица	Па·с	П	кгс·с/$м^2$	lbf·s/ft^2
Паскаль·сек	1	10	0,102	$2{,}09\cdot10^{-2}$
Пуаз	0,1	1	$1{,}02\cdot10^{-2}$	$2{,}09\cdot10^{-6}$
Килограмм-сила-секунда на квадратный метр	9,81	98,1	1	0,205
Фунт-сила-секунда на квадратный фут	47,88	478,8	4,88	1

Таблица 17

Тепловые единицы по ГОСТу 8550-57

Параметр	Система СИ	Единица измерения
1. Количество теплоты	Дж	кал, ккал
2. Теплоемкость	Дж/град	кал/град, ккал/град
3. Удельная теплоемкость	Дж/(кг·град)	кал/(г·град); ккал/(кг·град)
4. Тепловой поток	Вт	кал/с; ккал/ч
5. Плотность теплового потока	$Вт/м^2$	кал/($см^2$с); ккал/($м^2$ч)
6. Теплоотдача	Вт/($м^2$·град)	кал/($см^2$с·град); ккал/($м^2$с·град)
7. Теплопроводность	Вт/(м·град)	кал/(см·с·град); ккал/(м·ч·град)

Таблица 18

Удельная теплоемкость C_p (в Дж/кг·К) отдельных компонентов при температуре выше 273,15 К

Компонент	$a \cdot 10^2$	$в \cdot 10^5$	$C \cdot 10^{-3}$	Состояние вещества	Погрешность	Предел изменения температуры, °С
CO	23,60	4,29	–	Газообразное	2,0	0–2200
CO_2	23,49	6,00	4,439	"	1,5	0–900
H_2S	20,35	11,00	–	"	1,0	0–1000
He	124,3	–	–	"	0	0–выше
H_2	330	34,2	–	"	1,5	0–3200
Hg	3,29/2,47	–	–	Жидкость–газ	1,0	0–выше
N_2	23,80	3,58	–	"	2,0	0–2200
O_2	23,50	2,535	2,817	"	1,0	–

Для условий $T = 273{,}15$ К удельная теплоемкость отдельных компонентов вычисляется приближенно по формуле $C_p = (a+bT–CT^2)\ 4186{,}8$, где T – температура, К

Таблица 19

Коэффициенты пересчета между единицами теплоемкости

Единица	Дж/(кг·К)	эрг/(г·°С)	ккал/(кг·°С)	кал/(г·°С)	Btu/(lb·°F)
Джоуль на килограмм-Кельвин	1	10^4	$2{,}39 \cdot 10^{-4}$	$2{,}39 \cdot 10^4$	$2{,}39 \cdot 10^4$
Эрг на грамм-градус Цельсия	10^{-4}	1	$2{,}39 \cdot 10^{-8}$	$2{,}39 \cdot 10^{-8}$	$2{,}30 \cdot 10^{-8}$
Килокалория на килограмм-градус Цельсия	$4{,}187 \cdot 10^3$	$4{,}187 \cdot 10^7$	1	1	1
Калория на грамм-градус Цельсия	$4{,}187 \cdot 10^3$	$4{,}187 \cdot 10^7$	1	1	1
Британская единица тепла на фунт-градус Фаренгейта	$4{,}187 \cdot 10^3$	$4{,}187 \cdot 10^7$	1	1	1

Таблица 20

Коэффициенты пересчета между единицами количества тепла

Единица	Дж	Кал	$Кал_{15}$	$Кал_{тх}$	Btu
Джоуль	1	0,238846	0,238920	0,239006	$9{,}4781 \cdot 10^{-4}$
Калория международная	4,1868	1	1,00031	1,00067	$3{,}96829 \cdot 10^{-3}$
Калория 15-градусная	4,1855	0,99969	1	1,00036	$3{,}96706 \cdot 10^{-3}$
Калория термохимическая	4,1840	0,99933	0,99964	1	$3{,}96564 \cdot 10^{-3}$
Британская единица тепла	1055,06	251,997	252,075	252,075	1

Таблица 21

Коэффициенты пересчета между единицами теплопередачи

Единица	Вт/(м^2·K)	эрг/(с·см^2·°C)	ккал/(ч·м^2·°C)	кал/(с·см^2·°C)	Btu/(h·ft^2·°F)
Ватт на квадратный метр-Кельвин	1	10^3	0,860	$2{,}39\cdot10^{-5}$	0,176
Эрг в секунду на квадратный сантиметр-градус Цельсия	10^{-3}	1	$8{,}60\cdot10^4$	$2{,}39\cdot10^{-8}$	$1{,}760\cdot10^{-4}$
Килокалория в час на квадратный метр-градус Цельсия	1,163	$1{,}163\cdot10^3$	1	$2{,}78\cdot10^{-5}$	0,205
Калория в секунду на квадратный сантиметр-градус Цельсия	4,187	$4{,}187\cdot10^3$	$3{,}60\cdot10^4$	1	$7{,}370\cdot10^3$
Британская единица тепла в час на квадратный фут-градус Фаренгейта	5,68	$5{,}68\cdot10^3$	4,89	$35{,}60\cdot10^{-6}$	1

Таблица 22

Коэффициенты пересчета между единицами теплопроводности

Единица	Вт/(м·K)	эрг/(с·см·°C)	ккал/(ч·м·°C)	кал/(с·см·°C)	Btu/(h·ft·°F)
Ватт на метр-Кельвин	1	10^5	0,860	$2{,}39\cdot10^{-3}$	0,578
Эрг в секунду на сантиметр-градус Цельсия	10^{-5}	1	$8{,}6\cdot10^{-6}$	$2{,}39\cdot10^{-8}$	$5{,}78\cdot10^{-6}$
Килокалория в час на метр-градус Цельсия	1,163	$1{,}163\cdot10^5$	1	$2{,}78\cdot10^{-3}$	0,672
Калория в секунду на сантиметр-градус Цельсия	$4{,}187\cdot10^2$	$4{,}187\cdot10^7$	$3{,}6\cdot10^7$	1	242
Британская единица тепла в час на фут-градус Фаренгейта	1,73	$1{,}73\cdot10^5$	1,488	$4{,}13\cdot10^{-3}$	1

Таблица 23

Коэффициенты пересчета между единицами энергии

Единица	Дж	эрг	кгс·м	кал	ккал	кВт·ч	lbf·ft
Джоуль	1	10^7	0,102	0,239	$2{,}39\cdot10^{-4}$	$2{,}78\cdot10^{-7}$	0,7376
Эрг	10^{-7}	1	$1{,}02\cdot10^{-8}$	$2{,}39\cdot10^{-8}$	$2{,}78\cdot10^{-11}$	$2{,}78\cdot10^{-14}$	$7{,}375\cdot10^{-8}$
Килограмм-сила-метр	9,80665	$9{,}8067\cdot10^7$	1	2,343	$2{,}343\cdot10^{-3}$	$2{,}72\cdot10^{-6}$	7,233
Калория	4,1868	$4{,}1868\cdot10^7$	0,42686	1	10^{-3}	$1{,}16\cdot10^{-6}$	3,088
Килокалория	$4{,}1868\cdot10^3$	$4{,}1868\cdot10^{10}$	$0{,}42686\cdot10^2$	10^3	1	$1{,}16\cdot10^{-3}$	$3{,}088\cdot10^3$
Киловатт-час	$3{,}6\cdot10^6$	$3{,}6\cdot10^{13}$	$3{,}67\cdot10^5$	$8{,}6\cdot10^5$	$8{,}6\cdot10^2$	1	$2{,}653\cdot10^6$
Фунт-сила-фут	1,356	$1{,}356\cdot10^7$	0,138	0,325	$3{,}25\cdot10^{-4}$	$3{,}76\cdot10^{-7}$	1

Таблица 24

Применяемые в США и Англии неметрические единицы и их перевод в единицы СИ

Параметр	Наименование	Обозначение	Перевод в единицы СИ
Длина	Ярд	yd	0,9144 м
	Фут	ft	0,3048 м
	Дюйм	in	0,0254 м
	Миля	mile	1609,344 м
	Морская миля	n mile (lnt)	1852 м
Объем	Галлон (английский)	gal (uk)	4,54609 $дм^3$
	Пинта (английская)	pt (uk)	0,568261 $дм^3$
	Бушель (английский)	bu (uk)	36,36870 $дм^3$
	Жидкостная унция (английская)	fl.oz (uk)	28,41300 $см^3$
	Галлон США	gal (us)	3,78543 $дм^3$
	Жидкостная пинта США	elq pt (us)	0,473179 $дм^3$
	Нефтяной баррель США	bbl (us)	158, 987 $дм^3$
	Бушель США	bu (us)	35,2393 $дм^3$
	Сухая пинта США	pt dry (us)	0,550614 $дм^3$
	Сухой баррель США	bbl dry (us)	115,62800 $дм^3$
Скорость	Фут в секунду	ft/s	0,30480 м/с
	миля в час	mile/h	0,47704 м/с
Масса	Фунт (торговый)	lb	0,4535924 кг
	Слаг	S/ug	14,59390 кг
	Унция	oz	$28,34950 \cdot 10^{-3}$ кг
	Центнер (длинный)	cwt	50,80234 кг
	Центнер (короткий)	sh·cwt	45,35920 кг
	Тонна (длинная)	ton	1016,05 кг
	Тонна (короткая)	sh·ton	907,185 кг
	Тройская унция (английская)	oz·tr (uk)	$31,1035 \cdot 10^{-3}$ кг
	Тройская и аптекарская унции США	oz·tr,oz ap (us)	$31,1035 \cdot 10^{-3}$ кг
Плотность	Фунт на кубический фут	lb/ft^3	16,01846 $кг/м^3$
Сила, вес	Паундаль	Pdl	0,138255 Н
	Фунт-сила	lbf	4,44822 Н
Удельный вес	Фунт-сила на кубический фут	lbf/ft^3	157,087 $Н/м^3$
Давление	Паундаль на квадратный фут	Pdl/ft^2	1,48816 Па
	Фунт-сила на квадратный фут	lbf/ft^2	47,88030 Па
	Фунт-сила на квадратный дюйм	lbf/in^2	6894,760 Па
	Фут водяного столба	ft H_2O	2989,070 Па
	Дюйм водяного столба	in H_2O	249,089 Па
	Дюйм ртутного столба	in Hg	3386,390 Па
Динамическая вязкость	Паундаль-секунда на квадратный фут	$Pdl \cdot s/ft^2$	1,48816 Па·с
	Фунт-сила-секунда на квадратный фут	$lbf \cdot s/ft^2$	47,8803 Па·с
Кинематическая вязкость	Квадратный фут на секунду	ft^2/s	0,092903 $м^2/с$
Работа	Паундаль-фут	Pdl·ft	0,04214 Дж
	Фунт-сила-фут	lbf·ft	1,35582 Дж

Таблица 24 (окончание)

Параметр	Наименование	Обозначение	Перевод в единицы СИ
Энергия	Британская единица тепла	Btu	1055,06 Дж
Мощность	Паундаль-фут в секунду	pdl·ft/s	0,042140 Вт
	Фунт-сила-фут в секунду	lbf·ft/s	1,35582 Вт
	Британская лошадиная сила	hp	745,699 Вт
	Британская единица тепла в час	Btu/h	0,293071 Вт
Термодинамическая температура	градус Ренкина	°R	5/9 К
	градус Фаренгейта	°F	5/9 К и 5/9 °С
Теплопроводность	Британская единица тепла в секунду на фут-градус Фаренгейта	Btu/(s·°F)	6230,64 Вт/(м·К)
Коэффициент теплопередачи	Британская единица тепла в секунду на квадратный фут-градус Фаренгейта	Btu/(s·ft^2·°F)	20441,70 Вт/(м^2·К)
Температуропроводность	Квадратный фут на секунду	ft^2/s	0,092903 м^2/с
Удельная теплоемкость	Британская единица тепла на фунт-градус Фаренгейта	Btu/lb·°F	4186,8 Дж/(кг·К)
Удельная энтропия	Британская единица тепла на фунт-градус Ренкина	Btu/lb·°R	4186,8 Дж/(кг·К)

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ПЕРЕЧЕНЬ ПРОГРАММ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СВОЙСТВ, ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ, ПЛАСТОВОГО И ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЙ, ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА, ДЕБИТОВ ГАЗА И ЖИДКОСТИ, ИНТЕРПРЕТАЦИИ КВД И ИНДИКАТОРНЫХ КРИВЫХ, РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ГАЗА И ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Предлагаемые программы позволяют существенно сократить продолжительность расчетов при определении различных параметров путем использования обычных калькуляторов, повысить точность определяемых параметров, правильно интерпретировать результаты исследования, а также вычислить параметры, для расчета которых не разработаны простые и достаточно точные расчетные формулы, т.е. те, которые без применения ЭВМ невозможно вычислить. Оригинальность большинства программ и их сложность были основными причинами того, что они не напечатаны в настоящем справочнике.

Все программы, которые перечислены ниже, выполнены на языке "Фортран". Их можно получить, обратившись в соответствующие организации и непосредственно к авторам, адреса и названия которых указаны для каждой программы. Причем можно либо получить их в виде готового магнитного диска за соответствующую оплату, либо свои исходные данные передать авторам этих программ для вычисления интересующих заказчика параметров.

1. *Пакет прикладных программ "Интерпретатор-М"*. Предназначен для автоматизированного выбора адекватной фильтрационной модели системы и определения фильтрационных и геометрических характеристик пласта по результатам гидродинамических исследований нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин.

Комплекс программ написан на алгоритмических языках PL-I и "Фортран-IV" для ЭВМ ЕС 10-55 и поддерживается операционной системой, а также реализован на языке turbo-Pascal-3 на персональных ЭВМ, совместимых с IBM PC.

При обработке одной КВД требуемое процессорное время существенно зависит от количества точек интерпретируемой кривой восстановления давления и не превышает 5 мин на ЕС-1035 и IBM PC-AT. Необходимый объем оперативной памяти для версии, реализованной на ЕС, составляет 150 кбайт, для IBM PC – 64 кбайт.

Программное средство "Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин" зарегистрировано в Государственном фонде алгоритмов и программ и имеет инвентарный номер 50 880 001 371.

Применение программного комплекса существенно увеличивает выход полезной информации без возрастания стоимости промысловых исследовательских работ. Оцениваются особенности зоны дренирования скважины, в частности, качество вскрытия и освоения.

В результате обработки КВД автоматически определяются следующие параметры:

1) фильтрационные параметры пласта (коэффициенты гидро- и пьезопроводности);

2) для зонально-неоднородного пласта – радиус зоны ухудшенной проницаемости, гидропроводность удаленной зоны и соотношение гидропроводностей зон;

3) для трещиновато-пористого пласта – фильтрационные параметры и характерное для данных пластов время запаздывания переходных процессов;

4) для пласта с непроницаемыми границами (и границей типа газ–жидкость) – фильтрационные параметры пласта; указывается выбранная модель осложнения: полубесконечный пласт (одна граница), клин (две пересекающиеся границы), бесконечная и полубесконечная полосы (параллельные и три пересекающиеся границы – линзовидные и рукавообразные пласты), а также соответствующие значения геометрических характеристик: угол раствора клина и расстояния до одной, двух или трех непроницаемых границ.

В качестве обязательных исходных параметров используются данные о дебите, времени работы, изменении забойного давления от времени остановки скважины. Дополнительные сведения, если они имеются, могут быть заданы в виде минимальных и максимальных значений, характерных для данной залежи: пластового давления, упругих свойств пласта и флюида, вязкости флюида в пластовых условиях, эффективной мощности пласта, проницаемости и др.

Разработчик программного средства: ВНИПИморнефтегаз, Москва, Каланчевская, 11, строение 2.

2. *Определение дебитов нефти и газа при их одновременном раздельном притоке к совершенной скважине из газонефтяного пласта.* В ряде случаев на участках газовых и газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками (особенно при небольших их толщинах) обеспечение устойчивых промышленных дебитов нефти при выборочном вскрытии в скважинах нефтенасыщенного интервала продуктивного пласта по традиционной технологии оказывается невозможным вследствие быстро прогрессирующего образования конусов газа и последующего загазовывания скважин. Значения же предельного безгазового дебита нефти, рассчитываемые по теории стационарного конусообразования, оказываются в этих условиях часто нерентабельными. С целью повышения продуктивности скважин по нефти из нефтяных оторочек может быть использована технология, предусматривающая одновременное вскрытие в скважинах газо- и нефтенасыщенного интервалов, включая область газонефтяного контакта с последующим отбором в скважины нефти и газа. Одним из вариантов реализации такой технологии является совместно-раздельный отбор пластовой продукции, при котором в конкретных пределах осуществляется регулирование дебитов нефти и газа. Определение технологического режима работы скважины при этих условиях связано с решением задачи об установившемся притоке нефти и газа к совершенной скважине. Решение этой задачи для вычисления дебитов газа и нефти получено численно с применением ЭВМ. Программа под названием "Приток" для ЭВМ, реализующая решение рассматриваемой задачи, разработана в Уфимском нефтяном институте. При задании определения одного дебита (например, нефти) подбор второго (газа) осуществляется программой автоматически. Рассчитываются также распределение давления и положение ГНК по пласту.

Авторы программы: Пономарев А.И., Калиновский Ю.В., Каримов М.У., Уфимский нефтяной институт, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

3. *Определение дебита двухфазной смеси при аварийном фонтанировании скважин.* Предполагаемый метод позволяет рассчитать максимальный (критический) дебит двухфазной смеси при аварийном фонтанировании. При этом необходимы следующие исходные данные: глубина скважины и ее диаметр, плотность газовой фазы при атмосферном давлении и плотность жидкой фазы, средняя температура потока по стволу скважины, коэффициент гидравлического сопротивления, газовая постоянная, пластовое давление, коэффициенты фильтрационного сопротивления и зависимость газосодержания от давления. Движение двухфазной смеси предполагает модель гомогенного потока, жидкая фаза считается несжимаемой, течение – изометрическим. Массовое газосодержание является функцией давления и может быть рассчитано различными методами, в частности, по уравнению Пента–Робинсона для любого типа смеси известного состава. Используется также аналитическое выражение индикаторной кривой, полученной при исследовании скважин.

Авторы: Астрахан И.М., Розенберг Г.Д.

ГАНГ им. И.М. Губкина, Москва, Ленинский проспект, 65, кафедра Нефтегазовой и подземной гидромеханики.

4. *Методика расчета движения двухфазной многокомпонентной смеси по стволу скважины с учетом фазовых переходов.* Методика позволяет осуществить обобщенный

расчет стационарного движения двухфазной многокомпонентной смеси по стволу скважины с учетом состава смеси, фазовых переходов, теплофизических свойств фаз, начальных давления и температуры, массового расхода смеси, режимов течения, геометрии скважины, температуры окружающих ствол пород, геометрического градиента и теплообмена между потоком и породой. Методика позволяет рассчитать давление и температуру в произвольном сечении скважины от забоя до устья и определить распределение давления и температуры по стволу скважины, изменение термодинамических свойств фаз, истинных и расходных содержаний фаз, а также потери давления по стволу скважины.

Авторы: Розенберг Г.Д., Гимер П.Р., Исаев В.И., Райский Ю.Д. ГАНГ им. И.М. Губкина, Москва, Ленинский проспект, 65, кафедра Нефтегазовой и подземной гидромеханики.

5. *Определение распределения давления по стволу скважины при движении однофазного флюида.* Программа "Gas".

Авторы: Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Щепкина Н.Е. ИПНГ РАН, г. Москва, Ленинский проспект, 63.

6. *Определение распределения давления по стволу скважины при движении двухфазного флюида без фазовых переходов (газ–вода).* Программа "Gas-Water".

Авторы: Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Щепкина Н.Е. ИПНГ РАН, г. Москва, Ленинский проспект, 63.

7. *Определение распределения давления по стволу скважины при двухфазном движении газожидкостной смеси с фазовыми переходами (газ–конденсат, нефть–газ).* Программа "MIX".

Авторы: Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Щепкина Н.Е. ИПНГ РАН, г. Москва, Ленинский проспект, 63.

8. *Интерпретация результатов исследования с учетом фазовых переходов в призабойной зоне пласта при начальном пластовом давлении, равном или ниже давлении насыщения.* Программа "Поток".

Авторы: Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Юфин П.А. ИПНГ РАН, г. Москва, Ленинский проспект, 63.

9. *Определение распределения давления в пласте, дебитов газа и жидкости, а также формы границы раздела газа и жидкости при нелинейной радиальной их фильтрации к скважине.*

Автор Закиров И.С.

ВИПО "Союзгазавтоматика", г. Москва, Советская набережная, 25.

10. *Интерпретация КВД, снятых в скважинах, вскрывших пласты с тектоническими или литологическими неоднородностями, на языке* PAL-I. Программа включена в пакет "Интерпретатор" в ОФАП РАО Газпрома.

Авторы: Кульпин Л.Г., Басович И.Б., Капцанов Б.С.

ВНИПИморнефтегаз, г. Москва, Каланчевская 11, строение 2.

11. *Определение дебитов газа при нелинейном законе фильтрации и нефти из нефтяной оторочки к скважине при вскрытии только газоконденсатного интервала газонефтяной залежи, а также построение индикаторных линий по нефти и газу для заданной нефтегазонасыщенности от депрессии на пласт.*

Автор Алиев З.С.

ГАНГ им. И.М. Губкина. Москва, Ленинский проспект 65, кафедра РиЭГГМ.

12. *Пакет программ для определения забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах различных конструкций с учетом наличия жидкости в потоке при изотермическом и неизотермическом движении газа по стволу.*

Автор Алиев З.С.

ГАНГ им. И.М. Губкина, Москва, Ленинский проспект 65, кафедра РиЭГГМ.

13. *Программы для определения распределения температуры по стволу газовых скважин с учетом и без учета наличия многолетней мерзлоты в окружающей ствол скважины среде.*

Автор Алиев З.С.

ГАНГ им. И.М. Губкина, Москва, Ленинский проспект 65, кафедра РиЭГГМ.

14. *Программа "Терм" для определения распределения температуры в стволе скважины*

и окружающей среде при движении газа (жидкости) и после остановки с учетом неоднородности среды и изменения дебита во времени. Результаты расчетов по этой программе позволяют изучать литологию пород, оценить дебиты скважины и наличие заколонных перетоков.

А в т о р ы Кременецкий М.И., Кульчивый И.А.

ГАНГ им. И.М. Губкина, Москва, Ленинский проспект 65, кафедра ГИС.

15. *Программа "Регет" для определения температуры в скважине и окружающей среде по окончании движения газа по внутриколонному пространству при заколонном перетоке с целью оценки температуры в зависимости от длительности к интенсивности перетока* (см. 14).

16. *Пакет программ "Газ–нефть" для определения дебитов нефти и газа и построения индикаторных кривых по нефти и газу при*:

– одновременном и полном вскрытии всего газонефтенасыщенного интервала,

– вскрытии только газонасыщенного или только нефтенасыщенного интервалов для линейного в пределах призабойной зоны, логарифмического и гиперболического характеров изменения толщины газонефтенасыщенных пластов.

А в т о р ы Алиев З.С., Кондрачук В.В.

ГАНГ им. И.М. Губкина, Москва, Ленинский проспект 65, кафедра РиЭГГМ.

17. *Программа "Состав газа" для определения состава пластового газа газоконденсатных месторождений по результатам "масштабных" газоконденсатных исследований через УКПГ.*

А в т о р ы: Сагитов Д.З. и др.

Волго-УралНИПИГаз, г. Оренбург, ул. Пушкина 20, лаборатория газоконденсатных исследований.

Научное издание

Гриценко Александр Иванович, **Алиев** Загид Самедович,
Ермилов Олег Михайлович, **Ремизов** Валерий Владимирович,
Зотов Герман Алексеевич

РУКОВОДСТВО ПО ИССЛЕДОВАНИЮ СКВАЖИН

Утверждено к печати
Всероссийским научно-исследовательским институтом
природных газов и газовых технологий
Российского акционерного общества "Газпром"

Заведующая редакцией "Наука–биосфера,
экология, геология" *А.А. Фролова*
Редактор издательства *И.М. Ерофеева*
Художник *И.Ю. Нестерова*
Художественный редактор *Н.Н. Михайлова*
Технический редактор *Т.В. Жмелькова*
Корректоры *З.Д. Алексеева, Г.В. Дубовицкая*
Компьютерная верстка
Л.А. Дронова, М.Н. Орлова

Набор выполнен в издательстве
на компьютерной технике

ИБ № 1361

ЛР № 020297 от 27.11.91

Подписано к печати 18.11.94
Формат 70×100 1/16. Гарнитура Таймс. Печать офсетная
Усл.печ.л. 42,9. Усл.кр.-отт. 42,9. Уч.-изд.л. 50,9
Тип. зак.2142 Заказное

Издательство "Наука"
117864 ГСП-7, Москва В-485, Профсоюзная ул., 90

Московская типография № 2 РАН
121099, Москва Г-99, Шубинский пер., 6