

ОАО «Башнефтегеофизика»

Геофизические исследования и работы в скважинах

В 7 томах

Том 3

Исследования действующих скважин

УФА 2010

УДК 550.3
ББК 26.21
И 85

Рекомендовано научно-техническим советом ОАО «Башнефтегеофизика»
и НПФ «ГеоТЭК»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – Я.Р. Адиев, генеральный директор ОАО «Башнефтегеофизика», канд. техн. наук; заместитель главного редактора – Г.З. Валеев, зам. генерального директора ОАО «Башнефтегеофизика», главный геолог; члены редакционной коллегии: Р.А. Валиуллин, д-р техн. наук, профессор; Р.Б. Булгаков, канд. техн. наук; В.М. Коровин, д-р техн. наук; Ш.Г. Шаисламов, канд. техн. наук; С.Н. Шматченко; Г.Г. Шаисламова (отв. секретарь).

Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 3. Исследования действующих скважин / Сост.: Р.А. Валиуллин, Р.К. Яруллин. – Уфа: Информреклама, 2010. – 184 с., ил.

ISBN 978-5-904555-16-0 (т. 3)
ISBN 978-5-904555-12-2 (общий)

© ОАО «Башнефтегеофизика», составление, 2010
© ООО «Информреклама», оформление, 2010

Уважаемые коллеги, друзья!



Российская геофизика пришла в XXI век, пройдя большой и тернистый путь. Начавшийся в прошлом столетии научно-технический прогресс, затронул все сферы геофизики. Основой прогресса послужили новейшие открытия в фундаментальных науках и наступившая эра компьютерных технологий. Именно эти ключевые факторы коренным образом

изменили нефтегазовую геофизику. Ушли в далекую историю аналоговые каротажные станции, на смену «ручной» интерпретации пришла компьютерная обработка и интерпретация скважинных материалов, с появлением комплексных цифровых приборов изменились технологии проведения каротажа. В целях сокращения времени на принятие решений по скважине были успешно внедрены в повседневную практику современные системы связи, в том числе и спутниковые технологии. Повысился общий уровень достоверности и представительности выдаваемых геофизических заключений. В то же время объективные реалии современной геофизики таковы, что идет постоянный процесс расширения круга решаемых задач. В этих условиях задача подготовки и переподготовки кадров выходит на первый план. При этом мы столкнулись с отсутствием современной учебно-методической и специальной литературы в области геофизики, что и послужило поводом к подготовке данного издания. Пособия составлены ведущими специалистами ОАО «Башнефтегеофизика» и коллегами из Башкирского государственного университета, НПФ «Геофизика», ВНИИГИС, которые изложили материал в свете своего научно-производственного опыта и понимания проблем геофизики. Главной целью настоящего издания было, не претендуя на роль первооткрывателей, подготовить и издать учебно-методические пособия, которые охватили бы все сферы нефтегазовой геофизики и отображали бы новейшие достижения в отрасли. Учебные пособия предназначены для подготовки (адаптации, переподготовки) специалистов, получивших образование в ВУЗах и ССУЗах геофизического или близкого профиля. Надеемся, что изложенная информация будет полезной широкому кругу специалистов, а также студентам, магистрантам и аспирантам соответствующих специальностей. Издания не планируется использовать для коммерческого распространения.

Главный редактор,
генеральный директор
ОАО «Башнефтегеофизика»,
кандидат технических наук

Я.Р. Адиев

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ

в 7 томах

Сводное оглавление издания

Том 1. Промысловая геофизика

Том 2. Исследования геологического разреза скважин

Том 3. Исследования действующих скважин

Том 4. Контроль технического состояния скважин

Том 5. Вторичное вскрытие пластов и специальные операции

Том 6. Программно-управляемые и информационно-
измерительные системы для ГИРС

Том 7. Геолого-технологические исследования в скважинах

Оглавление

Введение 7

Глава 1. Задачи, решаемые промыслово-геофизическими

методами в действующих скважинах..... 11

§ 1. Условия проведения геофизических исследований
скважин..... 11

§ 2. Основные задачи диагностики состояния
нефтяных пластов и скважин 14

Глава 2. Геофизические методы, применяемые

для диагностики скважин и пластов 22

§ 1. Термометрия 22

§ 2. Методы измерения расходных параметров 46

§ 3. Барометрия 56

§ 4. Методы изучения состава смеси в стволе скважины 60

§ 5. Методы привязки 69

§ 6. Метрологическое обеспечение скважинной
аппаратуры и средств регистрации данных 71

Глава 3. Исследование длительно простаивающих скважин..... 74

§ 1. Задачи, решаемые в простаивающих скважинах..... 74

§ 2. Методика проведения исследований 75

§ 3. Восстановление первоначального геотермического
поля месторождения..... 76

§ 4. Решения нефтепромысловых задач
в простаивающих скважинах по результатам
температурных исследований 81

Глава 4. Исследование нагнетательных скважин..... 84

§ 1. Решаемые задачи и комплекс применяемых методов 84

§ 2. Формирование температурных полей
в нагнетательных скважинах..... 85

§ 3. Особенности решения промысловых задач
на примере фактического материала 96

Глава 5. Исследование добывающих скважин	112
§ 1. Решаемые задачи и комплекс применяемых методов ..	112
§ 2. Методические основы исследований и интерпретации	113
§ 3. Решение промысловых задач в длительное время работающих добывающих скважинах.....	115
§ 4. Особенности исследования ЭЦН-скважин	121
Глава 6. Исследование скважин в период освоения	131
§ 1. Решаемые задачи и комплекс применяемых методов ..	131
§ 2. Компрессорное освоение	132
§ 3. Освоение скважины свабированием.....	136
§ 4. Особенности термогидродинамических полей в различные периоды освоения скважин	139
§ 5. Основные признаки решения задач и примеры геофизических исследований скважин при их освоении.....	149
Глава 7. Исследования скважин при разгазировании нефти в пласте	161
§ 1. Методические основы решения задач в скважинах с газопроявлением в нефтяных пластах	161
§ 2. Результаты практического решения задач в скважинах	166
Список принятых сокращений	174
Список условных обозначений.....	175
Список используемой литературы	176
Предметный указатель.....	179

ВВЕДЕНИЕ

Реалии нефтедобывающей отрасли требуют оперативного и качественного ввода в эксплуатацию скважин, находящихся в капитальном ремонте и выходящих из бурения, и рациональной разработки старых и вновь вводимых в разработку нефтяных месторождений. Практика показывает, что это может быть достигнуто своевременным и достоверным геофизическим контролем разработки нефтяных и газовых месторождений.

В контроле разработки месторождений сегодня можно выделить три основных направления:

- изучение процесса выработки запасов залежей нефти;
- диагностика состояния нефтяных пластов и скважин;
- оценка эффективности применения различных методов повышения коэффициента нефтеизвлечения.

В настоящее время имеется методическая база, позволяющая решать на различном уровне задачи, возникающие по всем трем направлениям. Так, например, по первому направлению в обсаженных скважинах в залежах с высокой минерализацией пластовой воды (50–70 г/л и выше) измерения импульсными нейтронными методами в интервале пластов, не вскрытых перфорацией, позволяют уверенно выделять коллекторы, заводняемые пластовой водой. При низкой минерализации воды применяется спектрометрический вариант импульсного нейтронного гамма-каротажа, кроме того, признаками заводнения могут служить радиогеохимические аномалии, зарегистрированные гамма-методом, и уменьшение температуры вследствие охлаждения заводненного интервала коллектора. Одной из перспективных технологий является тех-

нология применения индукционного каротажа в скважинах, в которых интервал исследования обсажен непроводящей стеклопластиковой колонной. По изменению во времени удельного сопротивления в интервале данного пласта с высокой точностью определяется динамика изменения коэффициента нефтенасыщенности при вытеснении нефти пластовой водой, т. е. в отличие от рассмотренных технология позволяет количественно оценивать коэффициенты нефтенасыщенности, вытеснения и судить о характере вытеснения.

Между тем на практике наибольший объем геофизических исследований приходится на исследования действующих скважин для решения задач, связанных с диагностикой состояния пластов и скважин. При этом используются следующие геофизические методы: термометрия, барометрия, расходомерия (механическая и термокондуктивная), методы состава (резистивиметрия, диэлектрическая влагометрия, гамма-гамма-плотнометрия), методы привязки зарегистрированных данных к разрезу (гамма-каротаж и магнитная локация муфт). Учитывая это, а также то, что геофизические методы, применяемые при решении задач других направлений контроля, рассмотрены в первом и четвертом томах учебного пособия, в данном томе будут рассмотрены задачи диагностики и методы их решения в действующих скважинах.

Диагностика – это изучение признаков и оценка параметров, характеризующих состояние пластов, скважин и глубинно-насосного оборудования геофизическими методами. Специфика решения задач диагностики обусловлена существующим разнообразием категорий скважин, различным уровнем обеспеченности аппаратурой, различиями геологических условий, наличием определенных традиций по регионам. Анализ решения задач диагностики показывает, что достоверность выдаваемых результатов геофизических исследований здесь не всегда высокая.

При отсутствии учебной литературы, отраслевых научно-технических документов основную роль в обеспечении знаниями специалистов геофизических предприятий выполняют местные или региональные методические руководства, учебные пособия. Они обычно

создаются в отдельном геофизическом управлении, объединении, регионе научными организациями, тематическими партиями, геологическими службами геофизических предприятий. Настоящее учебное пособие подготовлено Р.А. Валиуллиным, д-ром техн. наук, профессором, и Р.К. Яруллиным, канд. физ.-мат. наук. В пособии использованы работы сотрудников Башгосунiversитета А.Ш. Рамазанова, В.Ф. Назарова, Р.Ф. Шарафутдинова, В.Я. Федотова.

В учебном пособии изложены физические и методические основы геофизических методов исследования действующих скважин: добывающих, включая и скважины, оборудованные ЭЦН, нагнетательных скважин и скважин, осваиваемых после бурения и капремонта. Рассмотрены вопросы, связанные с особенностью применения геофизических методов при исследовании действующих скважин.

ГЛАВА 1. ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ В ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИНАХ

§ 1. Условия проведения геофизических исследований скважин

Особенностью решения задач диагностики состояния пластов, скважин и глубинно-насосного оборудования является необходимость проведения исследований в различных категориях (типах) скважин. К ним относятся:

1. Простаивающие скважины – *не перфорированные* (специального назначения и в ожидании перфорации); *перфорированные* (пьезометрические и в ожидании капитального ремонта скважин (КРС)).
2. Эксплуатационные скважины – *добывающие* (фонтанные, насосные, оборудованные штанговыми глубинными насосами (ШГН) и электроцентробежными насосами (ЭЦН), газлифтные); *нагнетательные*.
3. Осваиваемые скважины – при заканчивании скважины после ее бурения и в капитальном ремонте (вызов притока флюида из пласта обеспечивают компрессором, свабом или струйным насосом).

В зависимости от решаемой задачи исследования выполняются при различных режимах работы скважины: при длительной работе, после остановки или пуска скважины в работу, при переходных режимах в скважине, при длительном простое скважины. В зависимости от режима работы условия в скважинах, при которых осуществляются иссле-



дования, могут быть *стационарными (установившимися), квазистационарными и нестационарными (неустановившимися)*.

Скважины могут находиться под давлением или быть «разряжены» – давление на устье отсутствует. Этот фактор определяет необходимость применения и характер устройств, герметизирующих устье скважины при производстве ГИС: сальника, лубрикатора или шлюзового оборудования.

Геофизические исследования и работы в скважинах должны проводиться с обязательным соблюдением требований, изложенных в документах: «Правила ГИС», РД 153-39.0-072-01, НРБ-99, РД 153-34.0-03.150-00, РД 08 200-98, ПБ-407-01 и иных действующих нормативных документах, определяющих технологию производства отдельных видов исследований или работ в скважинах на месторождениях.

Готовность (неготовность) скважины к проведению ГИС подтверждается «Актом готовности скважины к проведению ГИС», который подписывают начальник геофизической партии (отряда) и представитель предприятия, ответственного за подготовку скважины.

ГИС могут проводиться как в скважинах в режиме их функционирования при спущенном технологическом оборудовании и в остановленных на ремонт скважинах при наличии в них технологического оборудования, так и без него.

В зависимости от технологии проведения исследований, решаемых задач и геолого-промысловых условий требования по подготовке скважины будут различными.

Исследования скважин при спущенном технологическом оборудовании проводятся при спуске (подъеме) скважинных приборов через НКТ или серповидный зазор, образующийся в межтрубном пространстве при эксцентричной подвеске технологического оборудования. Максимальный диаметр скважинного прибора должен быть на 20 мм меньше минимального диаметра проходного отверстия труб, а при

спуске прибора в межтрубное пространство – на 14 мм меньше серповидного зазора.

При исследованиях через НКТ низ НКТ должен быть оборудован воронкой, обеспечивающей беспрепятственный вход скважинного прибора в НКТ. При спуске колонны НКТ на забой их низ должен быть оборудован крестовиной. Элементы технологического оборудования должны обеспечивать плавное изменение внутреннего диаметра НКТ. До проведения ГИС насосно-компрессорные трубы должны быть прошаблонированы контрольным шаблоном. Диаметр шаблона должен быть на 10 мм больше диаметра применяемого прибора.

В простаивающих скважинах, из которых извлечено технологическое оборудование, устье негерметизировано, ствол свободен для прохождения приборов, поэтому имеется возможность использовать для исследования скважинные приборы большего диаметра, рассчитанные на прохождение в обсадной колонне, и любые типы каротажного кабеля, не ограничивая их требованиями прохождения через лубрикатор.

Следующая особенность, которую необходимо учитывать при исследованиях, связана с гидродинамическими особенностями. Исследования производят: в высокообводненной скважине, в низкодебитной скважине, в процессе изменения забойного давления, при различии пластовых давлений при одновременном вскрытии нескольких объектов, при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом.

При решении задач диагностики в зависимости от категории скважин применяется дистанционная и автономная аппаратура с зондами следующего ряда диаметров: 25, 28, 32, 36 и 42 мм. Регистрация параметров может осуществляться при движении зонда вдоль ствола скважины, при установке зонда на фиксированной глубине, при установке гирлянды автономных приборов на нескольких фиксированных глубинах.

В общем случае условия проведения ГИС определяются геологиче-



скими особенностями залежи, назначением и технологией эксплуатации скважины, ее конструкцией, техническим состоянием, физическими свойствами флюидов в скважине, состоянием и поведением пластов, вскрытых скважиной.

Полный перечень мероприятий, проведенных в скважине при подготовке к геофизическим исследованиям с указанием сроков работ, состава и объема промывочных жидкостей, указывается в «Заявке» или «Акт-заказе».

§ 2. Основные задачи диагностики состояния нефтяных пластов и скважин

Здесь выделяют следующие основные группы задач:

1 группа. **Определение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта:**

- 1.1. Определение интервалов притока и поглощения жидкости.
- 1.2. Определение мест притока нефти, воды и газа.
- 1.3. Определение продуктивности пласта и расхода флюида.
- 1.4. Определение энергетических параметров пласта ($P_{пл}$, $P_{заб}$, $P_{нас}$, $T_{пл}$, $T_{заб}$).

2 группа. **Контроль технического состояния скважины:**

- 2.1. Определение мест нарушения герметичности обсадной колонны и забоя скважины.
- 2.2. Выявление интервалов заколонного перетока воды в скважине (ЗКЦ).
- 2.3. Исследование интервалов перфорации обсадных колонн.

3 группа. **Контроль за работой насосно-подъемного оборудования:**

- 3.1. Определение статического и динамического уровней жидкости и нефтеводораздела (НВР) в межтрубном пространстве.

3.2. Определение места расположения и режима работы глубинного насоса.

3.3. Определение герметичности насосно-компрессорных труб (НКТ).

Определение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта

По результатам исследования эксплуатационных характеристик пласта определяются степень охвата залежи процессом вытеснения нефти вытесняющим агентом, коэффициент продуктивности отдельных пластов, качество их вскрытия. На основании этих данных планируются мероприятия по повышению эффективности разработки залежи, увеличению охвата залежи заводнением, улучшению качества вскрытия пластов, регулированию профилей приемистости в нагнетательных скважинах и т. д.

Определение отдающих и поглощающих интервалов состоит в установлении в перфорированном пласте интервалов, отдающих нефть в эксплуатационную скважину или принимающих воду из нагнетательной скважины. Сравнение отдающих (поглощающих) и эффективных мощностей позволяет дать эксплуатационную характеристику коллекторов каждого типа и их сочетаний в неоднородном пласте, оценить охват пласта процессом вытеснения нефти, совершенство его вскрытия и состояние прискважинной зоны.

Определение профилей притока и приемистости по пластам и пропласткам имеет целью установить распределение добываемого и закачиваемого флюида по мощности исследуемого горизонта. При исследовании многопластовой залежи, эксплуатируемой одним фильтром, величины дебита нефти и расхода воды для каждого пласта в отдельности позволяют распределить накопленную добычу нефти и объем закачанной воды между совместно эксплуатируемыми пластами. Эти



данные используются затем для анализа разработки: прогнозирования продвижения фронта закачиваемых вод, оценки текущего коэффициента нефтеотдачи отдельно по пластам и т. д.

Сравнение повторных профилей притока по пласту позволяет получить информацию об изменении состояния прискважинной зоны, интервалов притока, распределения давления по пластам и характера добываемого флюида (изменение вязкости нефти, приток воды или нефти с водой из интервалов, ранее отдававших нефть, и т. д.).

По данным о профиле притока и приемистости вместе с количественной оценкой дебитов и расходов по пропласткам можно судить о совершенстве вскрытия и освоения эффективной мощности пласта на количественном уровне. Для этого необходимо иметь количественные сведения о фильтрационных свойствах дифференцированно по пропласткам – потенциальный профиль притока (поглощения) по мощности пласта. Потенциальный профиль притока может быть построен лишь в благоприятных условиях, когда данные промысловой геофизики позволяют количественно оценить проницаемость пласта по мощности с необходимой точностью и детальностью.

Пластовое давление является важнейшей характеристикой разрабатываемого пласта. Все основные особенности разработки залежи так или иначе влияют на величину пластового давления по площади залежи и во времени. От величины пластового давления зависит дебит пласта, а также выделение из нефти растворенного газа.

Степень освоения эффективной мощности пласта обусловлена градиентом давления, которым определяется также скорость движения закачиваемых вод, а следовательно, темпы выработки запасов и коэффициент нефтеотдачи. В связи с этим за изменением пластовых давлений по залежи осуществляется наиболее детальный контроль.

По результатам периодических измерений давления по площади залежи строится карта изобар на определенную дату. Она служит одним

из основных материалов для анализа разработки месторождения. Результаты измерений давления в пласте необходимы для оценки коэффициентов продуктивности и приемистости. Периодическое определение этих параметров пласта, равного отношению дебита к депрессии (репрессии) на пласт, позволяет установить изменения в состоянии прискважинной зоны горизонта (в том числе обусловленные притоком нефти из дополнительных пластов и, наоборот, прекращением притока из отдельных пластов), а также изучить характер обводнения скважины.

Наблюдение за изменением забойного давления при рабочих дебитах скважин дает возможность выявить резервы добычи нефти, которая может быть повышена путем увеличения депрессии на пласт. Эти данные особенно необходимы для предотвращения снижения забойного давления до величины, меньшей установленного проектом предела в условиях возможного разрушения прискважинной части пласта (вынос песка) или в случае эксплуатации залежи при забойном давлении, близком к давлению насыщения нефти газом.

Знание давления в отдельных пластах, разрабатываемых совместно, позволяет прогнозировать опережающее обводнение пласта или выявить обводнившийся пласт, поскольку в них обычно наблюдается повышенное давление, связанное с более интенсивным воздействием на эти пласты закачиваемых вод.

Существенные различия давлений в совместно разрабатываемых пластах – причина перетоков жидкости между пластами в простаивающих скважинах. Большие градиенты давления между неперфорированным и перфорированным пластами вызывают нарушение целостности цементного кольца и затрубную циркуляцию. Высокие давления в пласте могут служить препятствием для закачки в него меченого вещества.

Выявление интервалов обводнения в перфорированном пласте включено в задачу изучения его эксплуатационных характеристик, так



как эти данные характеризуют работающий пласт по типу отдающей жидкости.

Информация об интервалах обводнения в перфорированных пластах используется для решения следующих вопросов:

- а) установление положения фронта вытеснения нефти закачиваемой водой;
- б) выявление интервалов прорыва воды и неравномерного вытеснения нефти водой в пластах неоднородных по фильтрационным свойствам;
- в) установление в многопластовой залежи, разрабатываемой одним фильтром, пластов, по которым прошла вода;
- г) степень выработки пластов или пропластков и целесообразность их изоляции.

Контроль технического состояния скважин

Для эксплуатации нефтяных пластов необходимо, чтобы в скважине они были отделены от всех других пластов, особенно водоносных и газоносных. Если эти условия не выполняются и в скважину или пласт поступает вода (газ), то отбор нефти из нефтяного пласта затрудняется или становится невозможным.

В общем случае глубина поступления жидкости в скважину или ее поглощение может происходить не на той глубине, на которой залегает отдающий (поглощающий) пласт. Жидкость попадает в скважину или пласт по затрубному пространству в результате нарушения герметичности цементного кольца или герметичности колонны обсадных труб, закрепляющих стенки скважины.

Поступающую в скважину постороннюю («чужую» для эксплуатируемого пласта) жидкость (воду или нефть) необходимо изолировать – провести в скважине ремонтные работы. Перед промыслово-геофизическими исследованиями ставится задача установить место

поступления «чужой» жидкости в скважину (место притока) и местоположение пласта – источника перетока (отдающего пласта).

В нагнетательных скважинах решается аналогичная задача: устанавливается, действительно ли вода закачивается в тот пласт, в который это предусматривалось. Таким образом, возникает необходимость определить местоположение поглощающих пластов за пределами интервала перфорации пласта, в который производится закачка.

Часто отдающий (поглощающий) пласт, залегающий ниже интервала перфорации, недоступен для исследования из-за невозможности прохождения прибора. В этом случае задача установления перетока из нижележащего пласта (или поглощения им закачиваемой жидкости) формулируется как выявление затрубной циркуляции жидкости в интервалах непроницаемых перемычек между перфорированным и нижележащим пластами.

Затрубная циркуляция может возникнуть и между неперфорированными пластами, поэтому контроль за состоянием цементного кольца и перетоками между пластами необходим не только в эксплуатационных, но и в контрольных скважинах, в которых исследования производятся по неперфорированным пластам.

Техническое состояние скважины изучается многократно, практически в течение всего времени ее эксплуатации. Первые работы выполняются перед вводом скважины в эксплуатацию или под закачку с целью выявления дефектов строительства: некачественного цементирования и негерметичности колонны.

В процессе работы скважины образуются дефекты в ее конструкции, обусловленные многими причинами, основные из которых следующие:

- а) коррозия стальной колонны;
- б) разрушение цементного камня;
- в) нарушение сцепления цементного камня с породой или колонной;



г) нарушение герметичности цементного кольца в результате увеличения градиента давления, превышающего прочность цементного камня.

Обводнение скважины и закачка воды в пласты, как правило, способствуют возникновению дефектов в ее конструкции, поэтому выявление интервалов обводнения и поглощения должно обязательно предусматривать изучение технического состояния скважины. Это справедливо и в случае, когда причиной обводнения скважины заведомо является подход фронта закачиваемых вод, так как в обводняющейся скважине источник обводнения одновременно может быть связан как с подходом закачиваемых вод, так и дефектами цементного кольца или колонны. Более подробно о контроле технического состояния скважин говорится в томе 4 данного пособия.

Контроль за работой насосно-подъемного оборудования

Работы такого типа, связанные с технологией добычи нефти и эксплуатацией технологического оборудования скважин, разнообразны, и круг их постоянно расширяется. К настоящему времени освоены методы решения следующих задач:

1. Изучение структуры газонефтяной смеси в межтрубье (спуск приборов в лифтовые трубы) при эксплуатации скважин погружными центробежными электронасосами (ЭЦН), включающее определение положения газонефтяного раздела, жидкостных пробок, выявление участков пенообразования, интенсивного отложения парафина. Эти данные обуславливают высоту подвески электропогружного насоса, выбор типа насоса в зависимости от его производительности, мероприятия по очистке кольцевого пространства. В скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами (ШГН) (спуск приборов в межтрубное пространство), решаются те же задачи и дополнительно могут быть определены давления на забое и у приема насоса.

2. Определение положения элементов различного технологического оборудования: в скважине, например, глубин установки пакера, муфтовых соединений, воронки лифтовых труб и т. д.

3. Определение герметичности лифтовых труб, используемых для транспортировки нефти и газа в добывающих и воды в нагнетательных скважинах.

ГЛАВА 2. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

Для диагностики используются следующие геофизические методы: термометрия, барометрия, расходометрия (механическая и термокондуктивная), методы состава (резистивиметрия, диэлектрическая влагометрия, гамма-гамма-плотнометрия), методы привязки зарегистрированных данных к разрезу (гамма-каротаж и магнитная локация муфт). При этом достоверное решение задач возможно только разумным сочетанием (комплексом) нескольких геофизических методов и соответствующей технологией проведения исследований.

§ 1. Термометрия

Область применения метода: выделение работающих (отдающих и принимающих) интервалов пластов; выявление заколонных перетоков снизу и сверху; выявление внутриколонных перетоков между пластами; определение мест негерметичности обсадной колонны, НКТ и забоя скважины; определение мест нефте-, газо-, водопритоков; выявление обводненных пластов; определение динамического уровня жидкости и нефтеводораздела в межтрубном пространстве; контроль температурного режима работы и места расположения глубинного насоса; определение мест расположения мандрелей и низа НКТ; оценка расхода жидкости в скважине, косвенная оценка $P_{пл}$ и $P_{нас}$; определение $T_{заб}$ и

$T_{пл}$; контроль за фактом и качеством перфорации колонны; контроль за гидроразрывом пласта.

Основным параметром, который несет информационную нагрузку в методе термометрии, является температура. Температура – это энергетический параметр системы, и поэтому любое изменение системы вследствие изменения режима работы скважины, уменьшения или увеличения давления, промывки, нарушения целостности колонны и т. п. приводит к изменению температуры (распределения температуры) в скважине. Система «скважина – пласт» в этом отношении является очень чувствительной, т. к. на практике используются термометры с высокой разрешающей способностью.

Диагностика скважин методом термометрии в различные периоды «жизни» (заканчивание, эксплуатация, ремонт) имеет свои особенности. Они сводятся к тому, что решение задачи осуществляется при различных режимах работы скважин и, следовательно, при установившихся, квазистационарных, неустойчивых и переходных температурных полях в скважинах.

Тепловое поле *инерционно*: для расформирования теплового возмущения в скважине требуется время, определяемое теплофизическими свойствами системы, длительностью возмущения и применяемой аппаратурой. Поэтому следующая особенность связана с тем, что (при измерениях) в различные периоды «жизни» скважины на термограммах может отражаться тепловая история скважины. Так, при освоении после бурения могут наблюдаться тепловые аномалии, связанные с бурением, цементацией, перфорацией и т. д. При исследованиях в ремонте могут наблюдаться аномалии, обусловленные предшествующей эксплуатацией.

Задачи необходимо решать в длительное время работающих скважинах при быстроменяющихся процессах, связанных с кратковременностью работы скважины, и в длительное время простаивающих сква-



жинах. Поэтому при разработке методики исследований необходимо учитывать особенность, связанную с временным фактором и с динамикой изменения давления.

Ряд месторождений характеризуется высоким значением давления насыщения нефти газом. Это приводит к тому, что при эксплуатации скважины работают с забойными давлениями ниже давления насыщения. В таких условиях в скважине наблюдаются разгазирование нефти, сопровождающееся значительными температурными эффектами, и формирование *многофазных потоков* (нефть, газ, вода).

Различие пластовых давлений при одновременно вскрытых нескольких объектах, высокая обводненность скважин при низких дебитах — это условия, которые также необходимо учитывать при температурной диагностике, поскольку они могут отражаться на тепловом поле скважины.

Еще одна особенность, которую необходимо учитывать при термических исследованиях, связана с инерционностью термометра. В случае высоковязкой нефти, наличии грязи на стенках скважины или осадка в зумпфе инерционность прибора может меняться существенно, что, в свою очередь, сильно искажает температурную картину. С другой стороны, инерционность определяет скорость регистрации. В любом случае она ограничена. При быстроменяющихся переходных процессах в скважине немгновенность регистрации температуры по стволу, связанная с конечной скоростью движения прибора, также может приводить к искажению регистрируемых термограмм.

Таким образом, существует многообразие факторов, влияющих на распределение температуры в скважине. Для достоверного решения задач важно знать эти факторы и особенности их проявления в конкретных ситуациях.

Физические основы метода термометрии

Стационарное тепловое поле Земли. Стационарное тепловое поле в недрах и скважине обусловлено тепловым потоком из недр Земли к поверхности. Тепловой поток испытывает региональные вариации. Наличие пластов с выделением или поглощением тепла приводит к изменению величины теплового потока. Наличие структур с отличающимися тепловыми свойствами приводит к фокусировке и дефокусировке теплового потока. В пределах нефтяных месторождений величина теплового потока меняется слабо и принимается обычно *постоянной*.

Наличие теплового потока из недр Земли приводит к росту температуры с глубиной. Наклон температурной кривой к оси глубин меняется при переходе от пласта к пласту с различными теплофизическими свойствами (рис. 2.1).

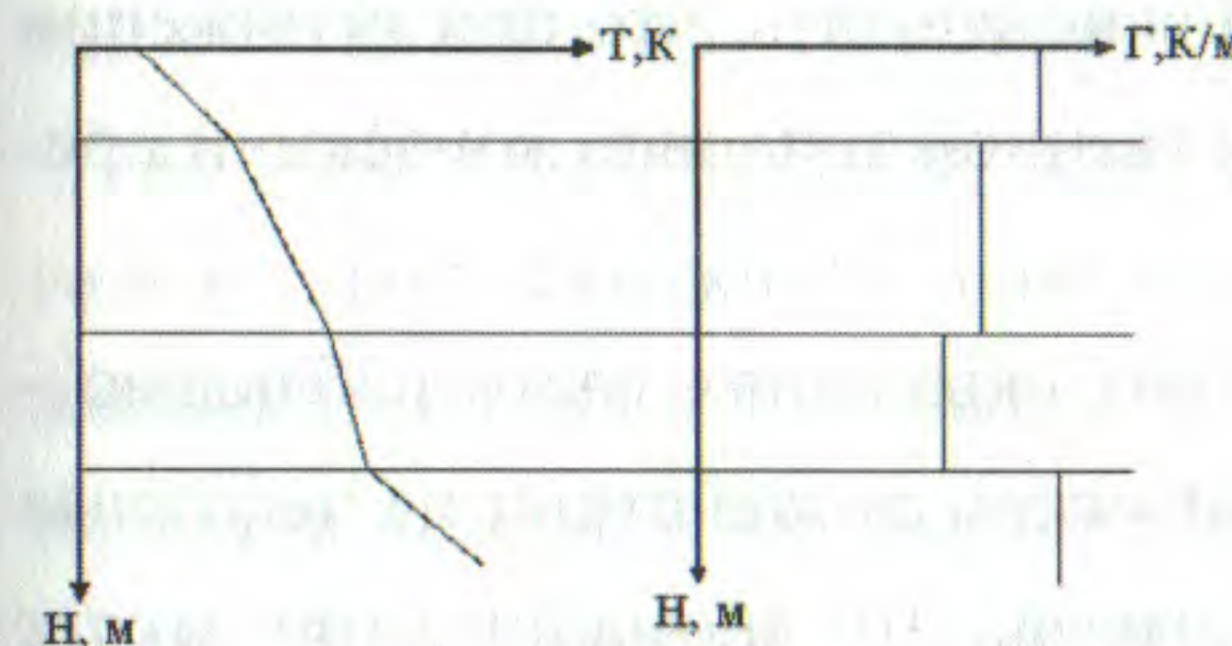


Рис. 2.1. Схематическое распределение температуры (Т) и градиента температуры (Г) в длительно простаивающих скважинах

температуры ΔT к разности глубин Δz , на которых наблюдается это изменение в пределах мощных литологически однородных пластов, остается неизменным с глубиной.

Градиент температуры, определяемый как отношение изменения

$$\Gamma = \frac{\Delta T}{\Delta z} \quad (2.1)$$

температуры ΔT к разности глубин Δz , на которых наблюдается это изменение в пределах мощных литологически однородных пластов, остается неизменным с глубиной.

Согласно закону теплопроводности Фурье градиент температуры пропорционален величине теплового потока и обратно пропорционален теплопроводности λ (пропорционален тепловому сопротивлению ξ):

$$\Gamma = \frac{q}{\lambda} = q\xi. \quad (2.2)$$

Из условия постоянства теплового потока для различных пластов следует, что произведение градиента температуры на теплопроводность одинаково для различных пластов, в которых не наблюдается тепловыделение (рис. 2.1):



$$\Gamma_1 \lambda_1 = \Gamma_2 \lambda_2 = \dots = \Gamma_i \lambda_i = \dots \Gamma_n \lambda_n. \quad (2.3)$$

В пределах пласта с тепловыделениями градиент температуры уменьшается с глубиной. При поглощении тепла, напротив, градиент температуры с глубиной возрастает.

Влияние скважины на градиент температуры в мощных однородных пластах пренебрежимо мало. Влияние скважины наблюдается вблизи границы пластов в пределах 4–5 диаметров скважины. Считают, что границе пласта соответствует максимум наклона кривой градиента температуры к оси глубин.

Наиболее мощным искажающим фактором является естественная тепловая конвекция. Она возникает при градиентах, больших критического значения 0,001–0,01 К/м. Можно считать, что при понижении температуры с глубиной вклад естественной тепловой конвекции пренебрежимо мал.

В контрольных и пьезометрических скважинах часто наблюдаются аномалии охлаждения. При термическом воздействии на нефтяные пласты наблюдаются аномалии разогрева. Эти аномалии относятся к нестационарным. Распределение температуры и градиента для охлажденного пласта иллюстрируется на рис. 2.2. Вклад естественной тепловой конвекции приводит к затягиванию аномалии в зоне повышения

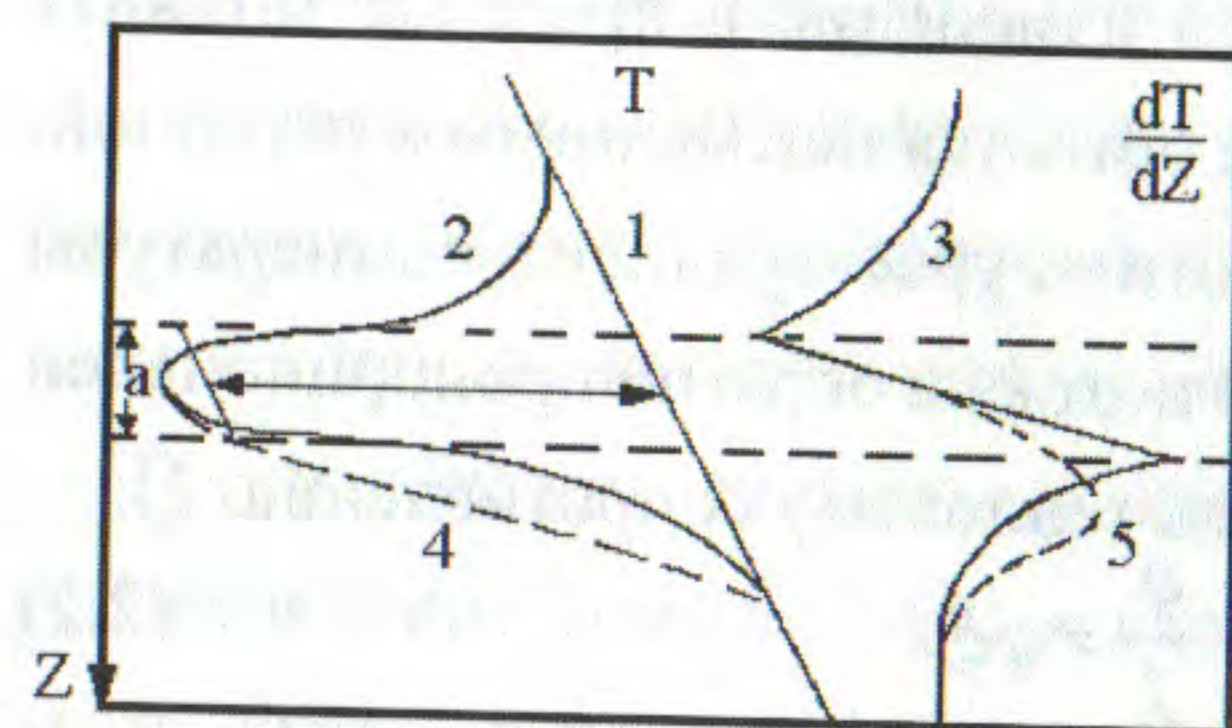


Рис. 2.2. Схематическое распределение температуры и градиента температуры в интервале охлажденного пласта в простаивающей скважине: 1 – геотерма; 2, 3 – термограмма и градиент без учета и 4, 5 – с учетом конвекции

температуры с глубиной. В отсутствие конвекции максимум и минимум градиента температуры соответствуют границам заводненной части пласта. Вклад конвекции приводит к смещению максимума градиента на 6–8 метров в область больших глубин.

Квазистационарные тепловые поля. Квазистационарные температурные поля в добывающих скважинах обусловлены конвективным теплопереносом и сопутствующим теплообменом между жидкостью и породами, баротермическим эффектом, калориметрическим эффектом. Время работы скважины должно составлять более 10 часов. Обычно считают, что квазистационарные температурные поля ведут себя так, что в процессе одного исследования не происходят изменения температуры, значительно превышающие разрешающую способность термометра.

Квазистационарные тепловые поля формируются на фоне естественного распределения температуры и являются аддитивной добавкой к стационарному тепловому полю Земли.

Конвективный перенос тепла обусловлен потоком жидкости или газа в стволе скважины, в заколонном пространстве вне перфорированных интервалов и в пласте. Теплообмен потока жидкости с окружающим массивом горных пород приводит к выравниванию их температур. Однако полного выравнивания температур никогда не происходит, так как конвективный теплоперенос гораздо мощнее теплообмена. Относительный вклад теплообмена на формирование температурного поля возрастает с уменьшением скорости потока.

Квазистационарное распределение температуры в стволе скважины выше продуктивных пластов для потока жидкости описывается следующей приближенной формулой (Чекалюк Э.Б.):

$$T(z) = T_0 - \Gamma z + \Gamma B (1 - e^{-z/B}) + \Delta T e^{-z/B}, \quad (2.4)$$

где: T_0 – естественная температура пород при $z = 0$ (кровля интервала притока);

Γ – средний геотермический градиент для $z > 0$;

ΔT – температурная аномалия на глубине $z = 0$, т. е. разница между температурой жидкости и пород;



z – расстояние, м;

$$B = \frac{c\rho Q}{2\pi r_0 \alpha}, \text{ м};$$

где: c – удельная теплоемкость жидкости, Дж/кг;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

Q – дебит жидкости, м³/с;

r_0 – радиус скважины, м;

α – коэффициент теплопередачи, Вт/м².

Значение α можно оценить по формуле:

$$\alpha = \frac{\lambda}{r_0} \frac{1}{\ln(1 + \sqrt{\pi F_0})}, \quad (2.5)$$

где: λ – теплопроводность пород, Вт/м²;

F_0 – число Фурье, $F_0 = \frac{at}{r_0^2}$;

a – температуропроводность пород, м²/с;

t – время работы скважины.

Из (2.4) видно, с удалением от пластов ($z \rightarrow \infty$) термограмма становится параллельной геотерме

$$T_{z \rightarrow \infty} = T_0 - \Gamma z + \Gamma B,$$

и она будет тем ближе к естественной температуре пород, чем меньше дебит (т. е. B). При значительных расходах Q этого участка термограммы в пределах скважины может и не быть (рис. 2.3.).

Величина градиента температуры в стволе скважины согласно (2.4)

$$\frac{dT}{dz} = \frac{T_r - T(z)}{B}, \quad (2.6)$$

где: $T_r = T_0 - \Gamma z$ – естественная температура пород на расстоянии z ;
 $T(z)$ – температура в стволе скважины.

Видно, что градиент температуры уменьшается с уменьшением разности температур жидкости и пород и с увеличением параметра B .

При известном (рассчитанном по (2.5) или оцененном в других скважинах) значении коэффициента теплопередачи α зависимость (2.6)

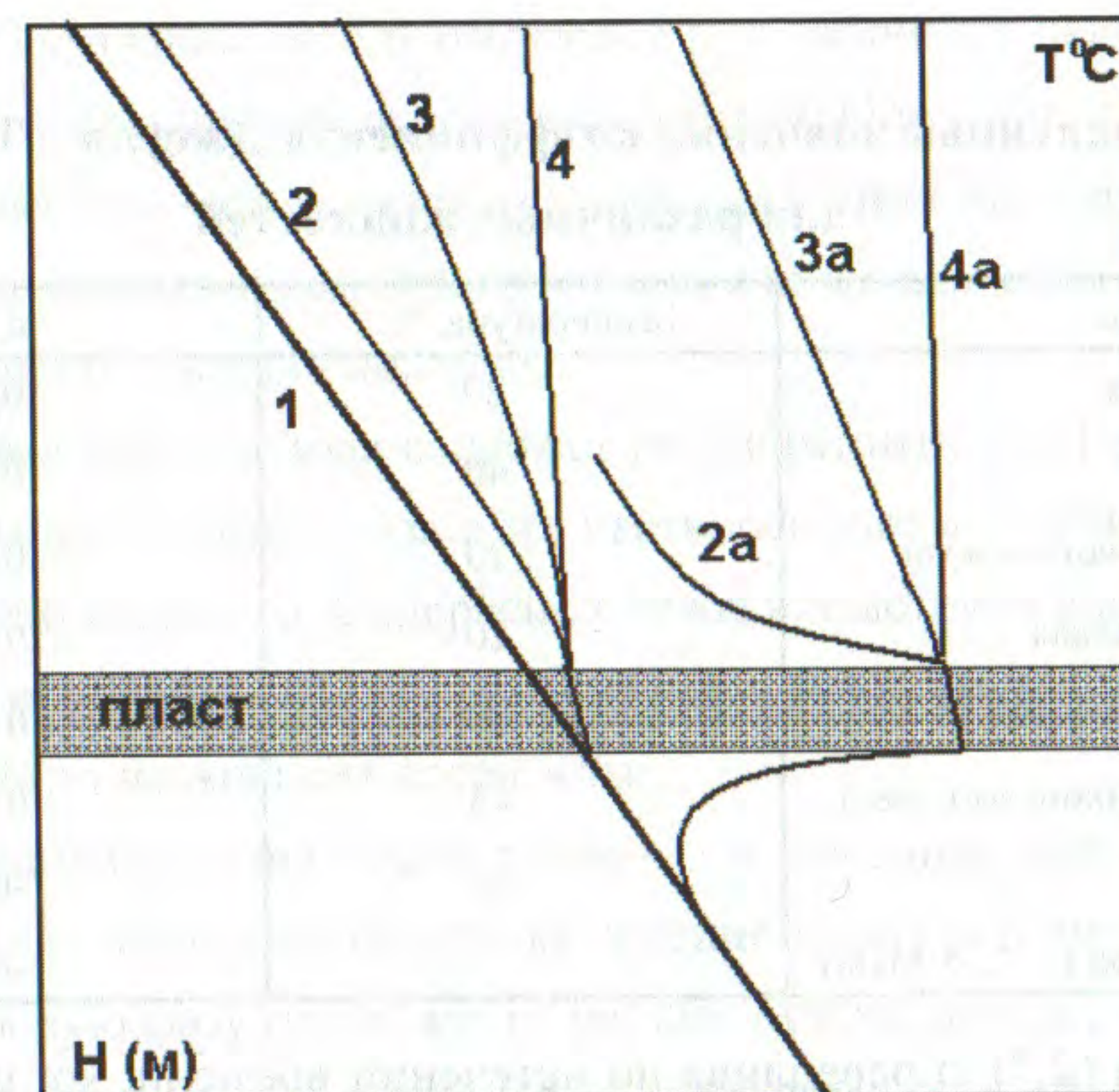


Рис. 2.3. Распределение температуры в стволе добывающей скважины выше интервала притока: 1 – геотермическое распределение; 2, 3, 4 – распределение температуры при малом, среднем и высоком дебите. Температура жидкости равна температуре пласта ($T_{\text{прит}} = T_{\text{геот.}}$); 2а, 3а, 4а – распределение температуры, когда $T_{\text{прит}} > T_{\text{геот.}}$ – притекающая жидкость разогрета за счет дросселирования

можно использовать для оценки дебита жидкости по термограмме.

Фильтрация жидкости и газов в пласте, прохождение сужений сопровождается падением давления (явление дросселирования). При этом температура флюида изменяется: жидкости разогреваются, газы охлаждаются. Величина установившегося изменения температуры ΔT зависит от коэффициента Джоуля – Томсона флюида ϵ и депрессии на пласт ΔP :

$$\Delta T = \epsilon \Delta P. \quad (2.7)$$

Значение ϵ для нефтей колеблется в пределах 0,04÷0,06 °С/ат, для воды примерно равняется 0,02 °С/ат, для газов он отрицателен и на порядок больше, чем для нефтей, $-\epsilon_r \approx -(0,3 \div 0,5) \text{ °С/ат}$.



Таблица 2.1

**Усредненные значения коэффициента Джоуля – Томсона
для различных жидкостей**

Жидкость	Температура, °C	ϵ , °C/at
Пресная вода	20	0,0216
	40	0,0208
Минерализованная вода	20	0,0225
Нефть Арланская	20	0,0415
Нефть Федоровская	20	0,0377
Нефть Ромашкинского мест.	45	0,0398
	21	-0,418
Газ метан (при $p = 1,73$ МПа)	71	-0,279

Формула (2.7) справедлива по истечении времени, когда через постоянную воронку депрессии прошло несколько поровых объемов флюида.

При поступлении из пласта смеси различных жидкостей и газов суммарный температурный эффект ΔT_{Σ} зависит от массовой доли различных компонентов:

$$\Delta T_{\Sigma} = \frac{\Delta T_1 c_1 G_1 + \Delta T_2 c_2 G_2 + \dots + \Delta T_n c_n G_n}{c_1 G_1 + c_2 G_2 + \dots + c_n G_n}, \quad (2.8)$$

где: c_i – удельная теплоемкость компонента i ; G_i – массовая доля i -го компонента в продукции пласта.

$$\Delta T_i = \epsilon_i \Delta P.$$

Из (2.8) следует, что с увеличением обводненности при одинаковой депрессии температурная аномалия вследствие дросселирования будет уменьшаться. Поскольку газы при дросселировании охлаждаются, а жидкости нагреваются, изменение температуры газожидкостной смеси может быть как положительным ($\Delta T_{\Sigma} > 0$), так и отрицательным ($\Delta T_{\Sigma} < 0$), а может и отсутствовать ($\Delta T_{\Sigma} = 0$).

Обычно скважины эксплуатируются при забойном давлении, превышающем давление насыщения нефти газом. Однако при определенных условиях оно может оказаться ниже давления насыщения. Кратковременное снижение забойного давления ниже давления насыщения можно осуществить и специально.

Пластовые нефть и вода содержат растворенный газ. Газосодержание – нормальный объем газа в m^3 , растворенного в 1 кубическом метре пластовой жидкости. Содержание газов в пластовой воде (единицы m^3/m^3) пренебрежимо мало по сравнению с газосодержанием пластовых нефтей (до нескольких сотен m^3/m^3).

Давление насыщения нефти газом – это давление, при котором начинается разгазирование нефти, выделение растворенного газа в свободную газовую фазу (появляются первые пузырьки газа).

Газовый фактор – это нормальный объем газа (т. е. объем газа в пересчете на нормальные условия), добываемый из скважины на кубометр или тонну добываемой нефти.

При эксплуатации скважины с забойным давлением ниже давления насыщения выделение из нефти растворенного газа будет происходить в призабойной зоне пласта. Тогда в удаленной части пласта, где давление выше давления насыщения, будет происходить однофазная фильтрация нефти с положительным дроссельным эффектом. В призабойной зоне, где давление ниже давления насыщения, будет наблюдаться двухфазная фильтрация нефти и выделяющегося из нефти свободного газа. Фильтрация газа сопровождается отрицательным температурным эффектом.

Разгазирование нефти (выделение растворенного в нефти газа в свободную газовую фазу) сопровождается поглощением тепла и приводит к дополнительному охлаждению смеси.

Величина изменения температуры на забое ΔT зависит от соотношения перепадов давления в зоне разгазирования и вне ее, газового

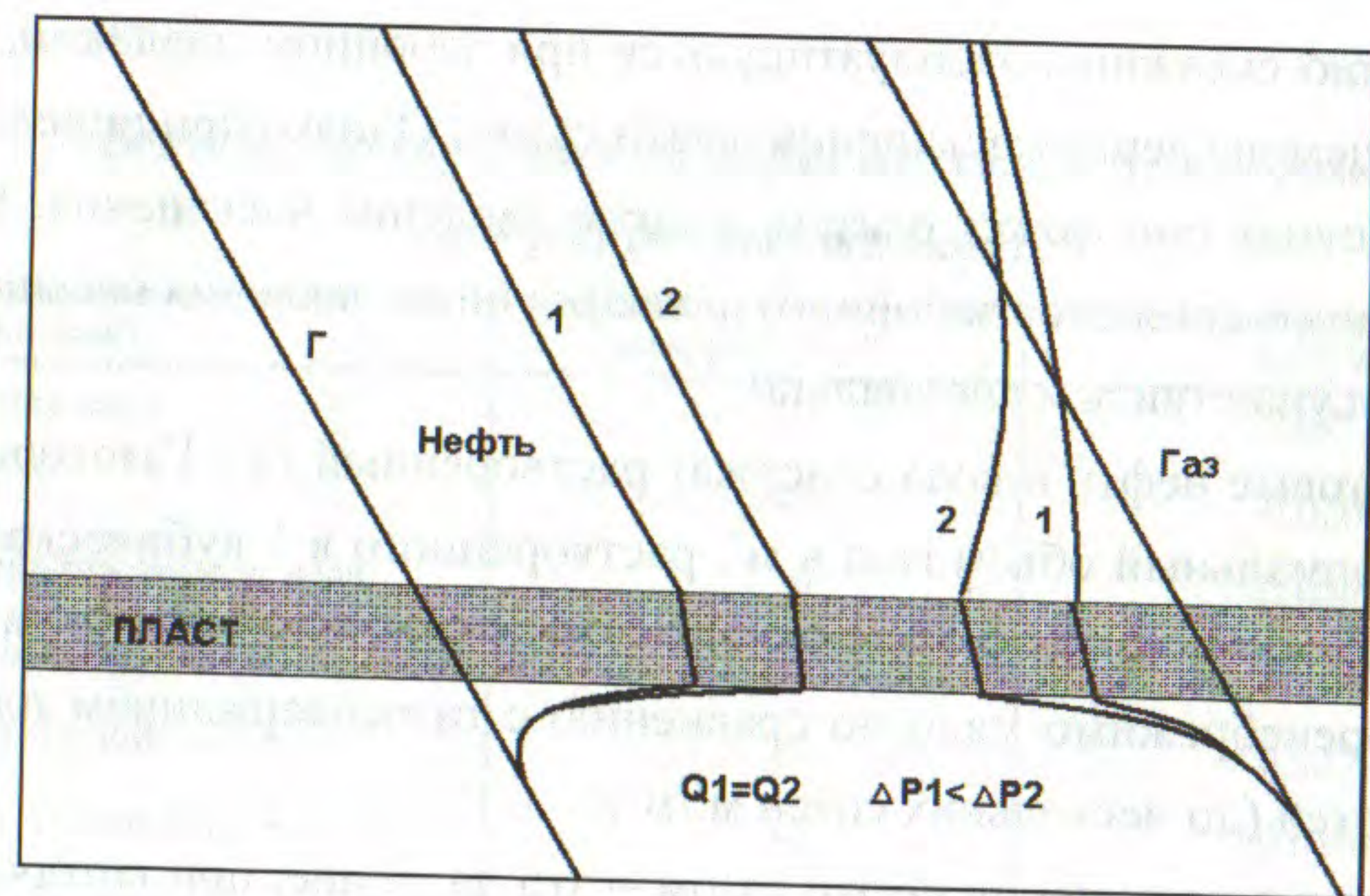


Рис. 2.4. Характерные термограммы при поступлении нефти и газа при различных депрессиях на пласт: $\Delta P_1 < \Delta P_2$. Дебит притока одинаковый

фактора пластовой нефти. При условии справедливости для разгазирования линейного закона Генри и близости забойного давления к давлению насыщения ($P_n - P < 30$ ат) для оценки ΔT можно пользоваться приближенной формулой:

$$\Delta T = \varepsilon_n \Delta P - \frac{L \rho_g^0 \alpha}{c_n \rho_n} (P_n - P), \quad (2.9)$$

где: $\Delta P = P_{пл} - P$ – депрессия на пласт;

L – удельная теплота разгазирования нефти, Дж/кг;

α – коэффициент растворимости газа, м³/м³ ат;

P_n – давления насыщения нефти газом, ат;

P – забойное давление, ат;

c_n, ρ_n – удельная теплоемкость и плотность нефти;

ρ_g^0 – плотность газа при нормальных условиях.

Для модели линейного разгазирования αP_n есть газовый фактор Γ .

Существует так называемая инверсная растворимость:

$$\alpha_{in} = \frac{\varepsilon_n c_n \rho_n}{\alpha \rho_g^0} \frac{P_n - P}{P_n - P}.$$

Для $\alpha > \alpha_{in}$ при данном забойном давлении P будет понижение тем-

пературы относительно начальной пластовой, для $\alpha < \alpha_{in}$ – повышение.

Инверсный газовый фактор – $\Gamma_{in} = \alpha_{in} P_n$.

При забойных давлениях выше давления насыщения забойная температура всегда растет с уменьшением забойного давления. Для забойных давлений ниже давления насыщения температура с уменьшением забойного давления *уменьшается* для газовых факторов больше некоторого критического $\Gamma_{кр}$ и увеличивается при $\Gamma < \Gamma_{кр}$. Если $\Gamma \approx \Gamma_{кр}$ забойная температура от забойного давления не зависит, дроссельная аномалия при этом положительна и равна $\varepsilon_n (P_{пл} - P_n)$.

Значение $\Gamma_{кр}$ можно приближенно оценить по формуле:

$$\Gamma_{кр} = \frac{c_n \rho_n \varepsilon_n}{L \rho_g^0} P_n.$$

Таким образом, факт эксплуатации скважины при забойном давлении ниже давления насыщения еще автоматически не означает, что на забое будут наблюдаться обязательно отрицательные температурные аномалии. Знак температурной аномалии зависит от многих параметров: пластового и забойного давления, давления насыщения, коэффициента растворимости газа в нефти, термодинамических свойств нефти и газа.

Наличие воды в продукции уменьшает охлаждающий эффект от разгазирования и дросселирования газа. Расчеты показывают, что при обводненности более 60% для наблюдаемых на практике газовых факторов отрицательные температурные аномалии вовсе невозможны.

При наличии разгазирования в пласте в стволе скважины наблюдается сложный многофазный неизотермический поток воды, нефти и газа. Если при малых газовых факторах еще возможен однородный гомогенный поток, с увеличением газового фактора в стволе скважины образуются различные структуры потока (пробковый, снарядный и т. д.), осложняющие (а иногда и полностью исключаящие) интерпретацию данных геофизических методов.



Калориметрический эффект наблюдается при смешивании жидкостей с различной температурой в интервале перфорации и в зоне нарушения обсадных колонн. Если происходит снижение температуры восходящего потока, то калориметрический эффект называется отрицательным, в противном случае – положительным. Распределение температуры в зоне смешивания подчиняется уравнению калориметрии. Однако на практических диаграммах часто наблюдаются так называемые «пики внедрения», которые не описываются уравнениями калориметрии. Эти пики обусловлены мощными удельными притоками.

Ниже интервалов перфорации в отсутствие заколонной циркуляции наблюдается плавное приближение температуры с глубиной к естественной температуре в скважине. Это явление обусловлено теплоотдачей работающего пласта. Зона теплоотдачи, как правило, не превышает 8–10 метров в добывающих скважинах и 10–20 метров в нагнета-

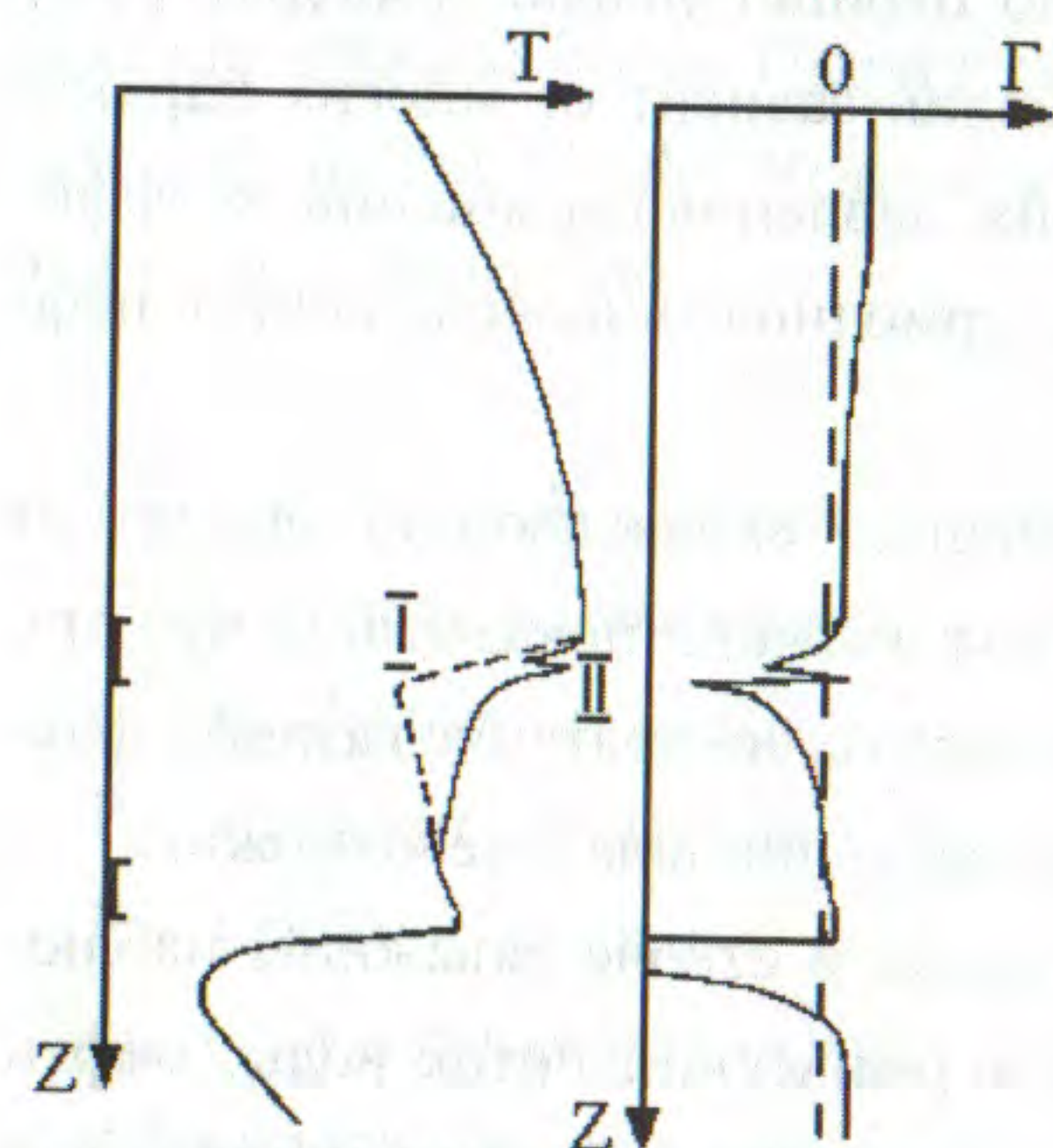


Рис. 2.5. Схематическое распределение температуры и градиента температуры при работе двух перфорированных пластов. I – без учета конвекции замещения, II – аномалия внедрения, распределение между пластами с учетом конвекции замещения

тельных скважинах.

Конвекция замещения наблюдается при поступлении нефти в скважину, заполненную водой (или газа в заполненную жидкостью скважину). На частички нефти или газа действует в этом случае выталкивающая сила Архимеда, при всплывании они захватывают воду и переносят ее вверх. В скважине при этом образуются нисходящие потоки воды. Такое сложное движение жидкостей приводит к затягиванию аномалий калориметрии между интервалами перфорации.

Схематическое распределение температуры и градиента температуры в добывающей скважине приведено на рис. 2.5.

Нестационарные (переходные) температурные поля. Переходные температурные поля обусловлены теми же процессами, что и квазистационарные тепловые поля. Однако в условиях пуска, остановки или изменения режима работы скважины температурные поля изменяются настолько быстро, что даже в процессе одного замера происходят изменения температуры, значительно превышающие разрешающую способность термометра. Переходные поля, например, наблюдаются при освоении скважины.

«Временной эффект записи» термограмм заключается в появлении ложных аномалий температуры, обусловленных сильным изменением температуры во времени в процессе одного замера (рис. 2.6).

Например, пусть температура в интервале исследований по всей глубине изменяется во времени со скоростью W так, что градиент температуры Γ остается постоянным. При движении термометра

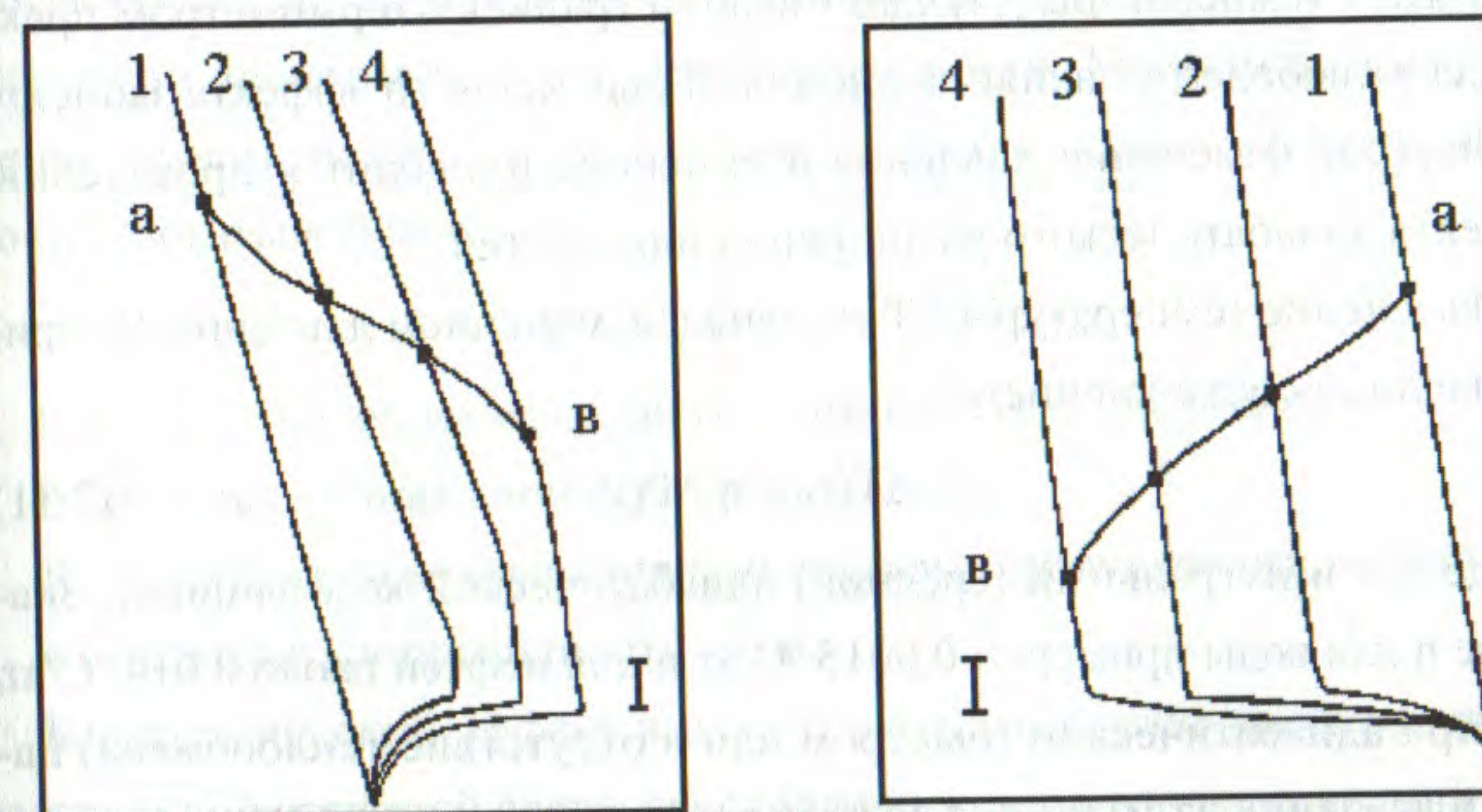


Рис. 2.6. Схематические термограммы а – в, обусловленные «временным эффектом записи» при повышении и снижении температуры в стволе скважины: 1 – фоновое распределение температуры; 2, 3, 4 – мгновенные картины распределения температуры в стволе скважины после ее пуска, слева – при притоке жидкости, справа – при нагнетании жидкости в пласт



с постоянной скоростью V будет зарегистрирована термограмма с постоянным градиентом Γ , отличным от истинного на величину $\Delta\Gamma$. Приращение градиента температуры $\Delta\Gamma$, обусловленное «временным эффектом записи», пропорционально скорости изменения температуры W и обратно пропорционально скорости движения термометра V :

$$\Delta\Gamma = \frac{W}{V}. \quad (2.10)$$

Из формулы (2.10) видно, что вклад «временного эффекта записи» при возрастании скорости движения термометра стремится к нулю. Однако скорость движения прибора ограничена постоянной времени термометра.

Существующие способы записи дифференциальных термограмм неодинаково реагируют на аномалии «временного эффекта записи». На дифференциальных термограммах, полученных дифференцированием показаний одного датчика температуры, это явление приводит к изменению градиента температуры. В то же время способ регистрации градиента температуры двухдатчиковым градиент-термометром практически свободен от влияния аномалий «временного эффекта записи».

Быстрое изменение давления в скважине приводит к проявлению эффекта адиабатического расширения или сжатия.

Изменение температуры ΔT связано с изменением давления ΔP приближенным соотношением

$$\Delta T(t) = \eta \Delta P(t), \quad (2.11)$$

где η – интегральный (средний) адиабатический коэффициент. Значение η для воды примерно $0,0015$ °C/ат и для нефтей около $0,014$ °C/ат, т. е. при адиабатическом (быстром или в отсутствие теплообмена) падении давления на 10 атмосфер вода охлаждается на $0,01$ °C, нефть – на $0,14$ °C. При повышении давления наблюдается соответствующий разогрев флюидов.

Таблица 2.2

**Усредненные значения адиабатического коэффициента
для различных жидкостей**

Жидкость	Температура, °C	η , °C/ат
Пресная вода	20	0,0016
Минерализованная вода	20	0,003
Нефть Арланская	20	0,013
Нефть Федоровская	20	0,0137

Изменение температуры вследствие проявления адиабатического эффекта в стволе скважины может привести к появлению температурных аномалий на границе раздела различных жидкостей. В интервалах ствола скважины, заполненных однородной жидкостью, адиабатический эффект приводит к практически параллельному смещению существующего распределения температуры вправо или влево.

Восстановление исходного распределения температуры в стволе скважины после возмущения (промывкой, резким изменением давления и др.) происходит путем теплопроводности. Медленнее всего изменяется температура на оси скважины, для оценочных расчетов можно пользоваться формулой

$$\Delta T(t) = \Delta T_0 (1 - \exp(-R^2/4at)), \quad (2.12)$$

где: ΔT_0 – величина начального возмущения температуры;

$\Delta T(t)$ – остаточная аномалия ко времени t ;

R – радиус зоны возмущения температуры (радиус ствола скважины);

a – температуропроводность среды.

Баротермический эффект в пласте – это изменение температуры в насыщенной пористой среде, обусловленное изменением давления при отсутствии фазовых превращений. При отсутствии фильтрации флюида баротермический эффект сводится к эффекту адиабатического расширения и сжатия. При стационарной фильтрации флюида он тожде-



ственен эффекту Джоуля – Томсона. Изменение дроссельной температурной аномалии на забое скважины во времени можно оценить по формуле (Чекалюк Э.Б.):

$$\Delta T(r_0, t) = \frac{\varepsilon \Delta P}{2 \ln R} \ln \left(1 + c \frac{qt}{\pi r_0^2} \right), \quad (2.13)$$

$$R = \frac{R_k}{r_0}, \quad c = \frac{C_{ж}}{C_n}, \quad q = \frac{Q}{h},$$

где: ε – коэффициент Джоуля – Томсона флюида;

ΔP – депрессия на пласт;

R_k, r_0 – радиус контура питания (воронки депрессии) и скважины;

$C_{ж}, C_n$ – объемная теплоемкость жидкости и насыщенной этой жидкостью пористой среды;

Q – дебит;

h – эффективная толщина пласта.

Для нефтенасыщенных песчаников $c \approx 0,8$, водонасыщенных – $c \approx 1,2$.

Удельный дебит q определяется по данным дебитометрии или расчетным путем по формуле Дюпюи:

$$q = 2\pi \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{\ln R} \quad \text{или} \quad q = \frac{K \Delta P}{h},$$

где: k/μ – подвижность жидкости в пласте;

K – продуктивность пласта.

Дроссельная аномалия при прочих одинаковых условиях:

- будет больше в интервалах притока нефти ($\varepsilon_n > \varepsilon_v$);
- растет с ростом депрессии на пласт, удельного дебита, проницаемости пласта;
- уменьшается с ростом R , вязкости μ , приведенного радиуса скважины r_0 .

Формулой (2.13) можно пользоваться для времени $t < t_y$,

$$t_y = \frac{\pi R_k^2}{c q},$$

по истечении этого времени устанавливается максимально возможная величина дроссельного разогрева $\Delta T = \varepsilon \Delta P$.

Если подвижность флюида (k/μ) в интервале притока нефти меньше, чем подвижность (k/μ) воды, в начальные моменты времени притока за счет большего удельного дебита вода может разогреваться сильнее нефти. Затем будет наблюдаться нормальное изменение температуры нефти и воды ($T_n > T_v$). В этом смысле можно говорить об ин-

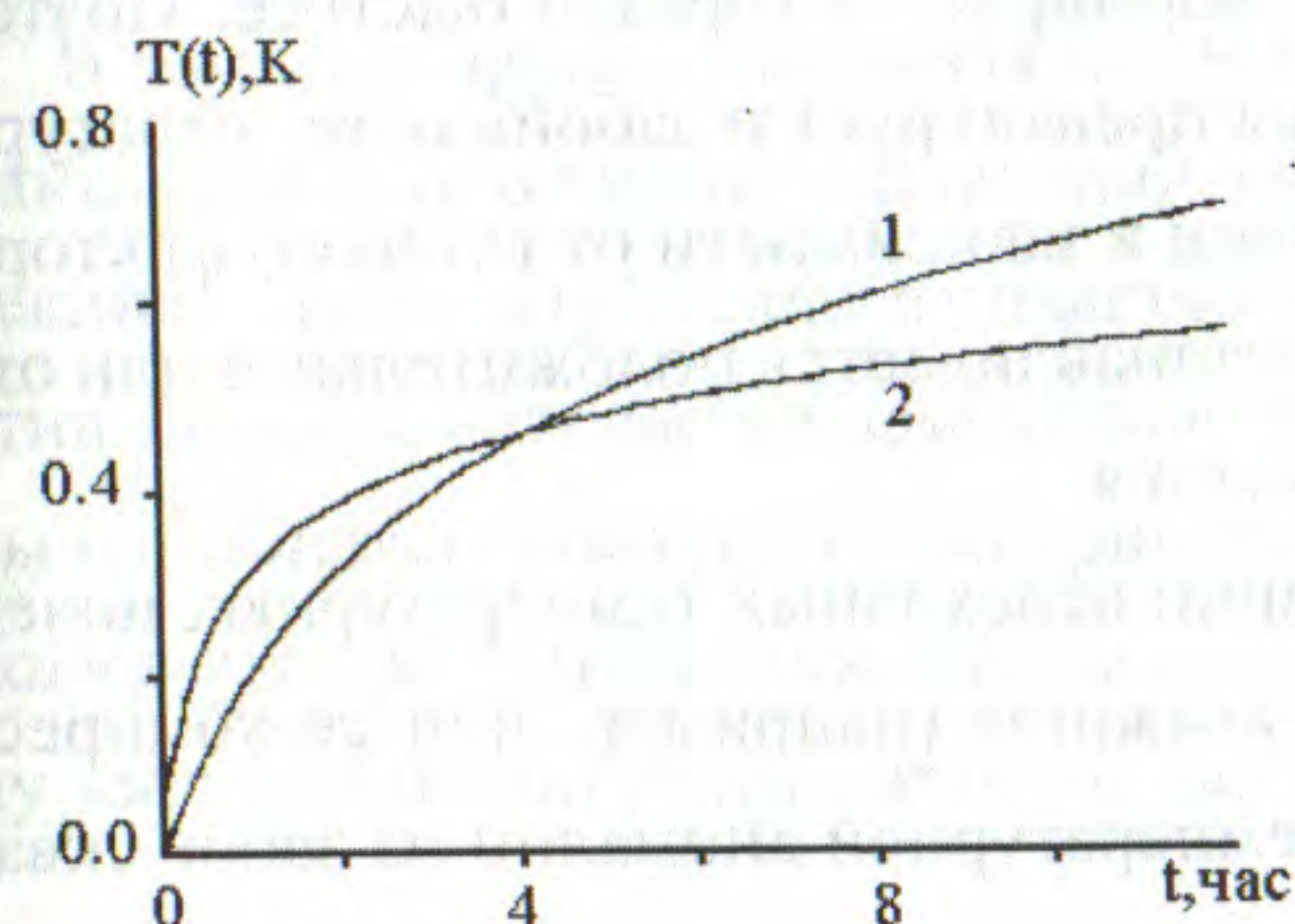


Рис. 2.7. Изменение во времени дроссельной температурной аномалии в интервале притока нефти (кр.1) и воды (кр. 2). Удельный дебит нефти 1 м³/сут м, воды – 10 м³/сут м

версии дроссельного эффекта для нефти и воды. Объясняется инверсия различием подвижностей воды и нефти: более подвижная вода за одно и то же время проходит большую часть воронки депрессии, чем нефть, и разогревается сильнее. На рис. 2.7 приведены результаты расчетов по формуле (2.13) для нефти и воды.

Время инверсии, как правило, не превышает 5 часов, его можно оценить (принимая $\varepsilon_n \approx 2\varepsilon_v$) по приближенной формуле:

$$t_{in} = \pi r_0^2 \frac{c_v q_v - 2c_n q_n}{(c_n q_n)^2}, \quad c = C_{ж}/C_n. \quad (2.14)$$

При $c_v = 1,2$ и $c_n = 0,8$, если $q_v < 1,33q_n$, в интервале притока нефти разогрев с самого начала будет больше, чем воды, и инверсии не будет. Если $1,33q_n < q_v < 1,33q_n + 3,6q_n 2t < 5$ часов, для больших q_v время инверсии будет более 5 часов.

Явление инверсии температурной аномалии в интервалах притока



нефти и воды используется для выделения интервалов нефтеводопри-
токов при компрессорном освоении скважин.

Изменение температуры во времени на забое скважины с забойным
давлением ниже давления насыщения носит немонотонный характер.
Измеряемая на забое температура, как и в квазистационарном случае,
определяется суммарным эффектом разгазирования нефти (охлажде-
ние) и дросселирования жидкостей (разогрев) и выделившегося в пла-
сте газа (охлаждение). Дроссельный разогрев увеличивается со време-
нем, а охлаждение вследствие разгазирования нефти определяется в
основном газовым фактором и формируется гораздо быстрее. Поэто-
му вначале вклад разгазирования превалирует и забойная температура
снижается, с увеличением времени в зависимости от газового фактора
забойная температура растет и устанавливается положительная или от-
рицательная температурная аномалия.

Таким образом, при регистрации переходных температурных полей
непосредственно после пуска скважины (например, при ее компрес-
сировании) явление инверсии температурной аномалии на забое сква-
жины при снижении давления ниже давления насыщения нефти и ано-
мальная связь между температурой и давлением будут наблюдаться и
при меньших значениях инверсного и критического газового факторов.

Распределение температуры в зумпфе скважины вблизи работаю-
щего пласта обусловлено теплоотдачей от пласта в подстилающие по-
роды. Для малых времен эксплуатации скважины оно зависит в основ-
ном от времени и температуропроводности пород. Отклонение темпе-
ратуры от фоновой можно оценить по формуле

$$\Delta T(z, t) = \Delta T_0 \operatorname{erfc} (z/2\sqrt{at}), \quad (2.15)$$

где: ΔT_0 – величина температурной аномалии в подошве пласта; z –
расстояние от подошвы пласта до точки наблюдения в зумпфе.

Точка выхода на геотерму или распространение фронта теплового

возмущения от работающего пласта в зумпфе путем теплопроводности
определяется формулой

$$Z_r = 4\sqrt{at}. \quad (2.16)$$

Для среднего значения $a = 2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{час}$ и времен $t < 10$ часов даже
с учетом стальной колонны зона влияния пласта в зумпфе не распро-
страняется путем теплопроводности далее 1 м от подошвы. Чрезмер-
ная затянутость температурной аномалии в зумпф и немонотонность
распределения температуры могут быть связаны с заколонным пере-
током.

В компрессорных скважинах после их промывки пресной водой на-
блюдается еще один вид конвекции замещения (гравитационная кон-
векция). При поступлении из пласта минерализованной воды (или ча-
стиц песка) наблюдается замещение пресной воды в зумпфе скважи-
ны на минерализованную. Это приводит к искажению температурного
поля в зумпфе (затягивание аномалий), что может привести к неверно-
му заключению по результатам исследований.

Особенности измерения температуры в скважине

В скважинной геофизике основным чувствительным элементом,
обеспечивающим возможность измерения температурного поля по
стволу скважины в процессе перемещения прибора или на точке, явля-
ются термодатчики на основе р/п перехода (диодные) или терморези-
стивные датчики.

Основным требованием к таким датчикам является высокая разре-
шающая способность и долговременная стабильность его параметров.
Кроме того, для снижения динамической погрешности измерения необ-
ходимо использовать датчики с минимальной тепловой инерцией. Кон-
струкция термодатчика представлена на рис. 2.8 и состоит собственно
из термочувствительного элемента, металлической охранной оболоч-



ки, предохраняющей чувствительный элемент от воздействия внешней среды и механических повреждений, электрического изолятора и термопасты для обеспечения гальванической развязки и теплового контакта чувствительного элемента с охранной оболочкой и внешней защиты в виде охранного фонаря корпуса прибора.

Такая конструкция термодатчика обеспечивает хороший теплообмен термочувствительного элемента с внешней средой, малую тепловую инерцию и высокую механическую прочность конструкции.

Нередко в конструкции скважинной аппаратуры для снижения габаритных размеров прибора практикуется прием, когда несколько раз-



Рис. 2.8. Конструкция датчика температуры скважинного термометра

Основные источники возникновения погрешности измерения температуры в скважинных условиях

Измерение температуры скважинной среды выполняется контактным датчиком путем внедрения самого датчика в объект измерения. При этом датчик температуры, имея вполне определенные размеры и значения теплофизических параметров (теплоемкость, температуру, теплопроводность), вносит искажение в исследуемое температурное поле. Кроме того, процесс измерения параметров датчика сопровождается выделением энергии в датчике и, соответственно, изменением его температуры.

личных датчиков помещаются в единый фонарь, что существенно ухудшает эффективность теплообмена термодатчика с внешней средой и снижает качество регистрируемого материала. Ниже рассмотрим основные причины искажения регистрируемого температурного поля при выполнении исследований.

Перегрев датчиков током питания

Перегрев датчика температуры относительно температуры окружающей среды определяется мощностью тепловыделения на датчике и коэффициентом теплообмена с окружающей средой:

$$\Delta T = P/(\alpha S),$$

где: P – мощность тепловыделения в датчике, Вт; α – коэффициент теплообмена; S – площадь внешней поверхности датчика, участвующая в процессе теплообмена, m^2 .

В современной скважинной аппаратуре перегрев датчика, как правило, достаточно мал и проявляется только в неподвижном флюиде. Максимальное значение не превышает 0,1 К для жидкости и 0,3–0,5 К для газа. В потоке перегрев пренебрежимо мал и не отражается на качестве регистрируемого материала.

Динамическая погрешность

Динамическая погрешность проявляется как эффект запаздывания восприятия изменения температуры окружающей среды чувствительным элементом. Поскольку распределение температуры по стволу носит немонотонный характер и меняется во времени, в любой момент времени температура чувствительного элемента термодатчика не равна температуре среды. Максимально эффект динамической погрешности проявляется при мгновенном переносе датчика температуры из

одной среды в другую, когда их температура существенно отличается.

Графически процесс установления теплового равновесия датчика со средой представлен на рис. 2.9.

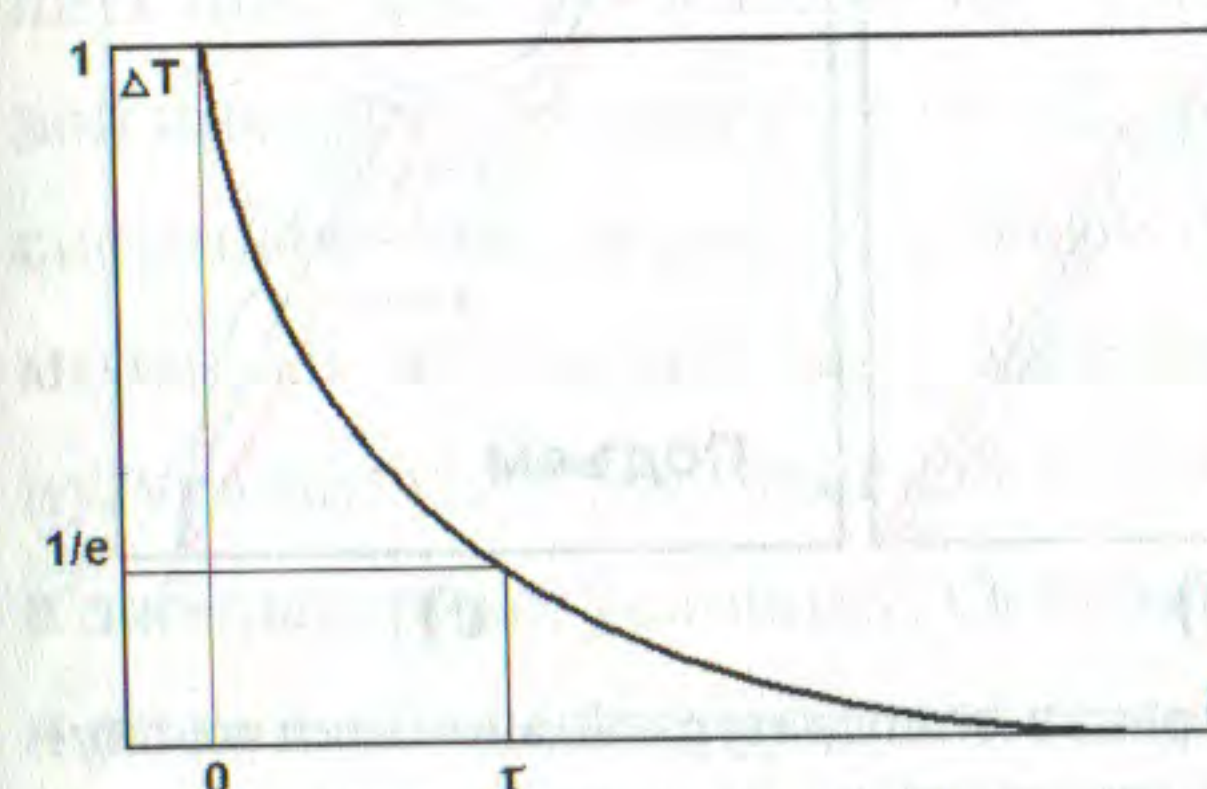


Рис. 2.9. Процесс установления теплового равновесия между датчиком и средой при единичном скачке температуры

Скорость восприятия температуры определяется коэффици-



ентом тепловой инерции датчика τ , который зависит от конструктивных особенностей датчика и теплофизических свойств окружающей среды. Минимальная тепловая инерция наблюдается у миниатюрного датчика с минимальной теплоемкостью в воде, максимальная – у массивного датчика в газе.

Численно коэффициент тепловой инерции τ датчика фактически равен времени, необходимому для уменьшения разности температуры датчика и среды в e раз. На практике оценку времени τ проводят путем быстрого переноса датчика из одной среды в другую и отслеживания процесса установления теплового равновесия на экране осциллографа или по результатам записи в любой форме. При этом для простоты расчетов принимают $1/e \approx 1/3$.

Внешне эффект тепловой инерции датчика температуры проявляется в виде искажения термограммы в процессе регистрации.

Существенное увеличение тепловой инерции датчика наблюдается за счет его загрязнения при попадании прибора в осадок в зумпфе скважины. В связи с этим важно контролировать чистоту датчика непосредственно в скважинных условиях в процессе проведения исследований.

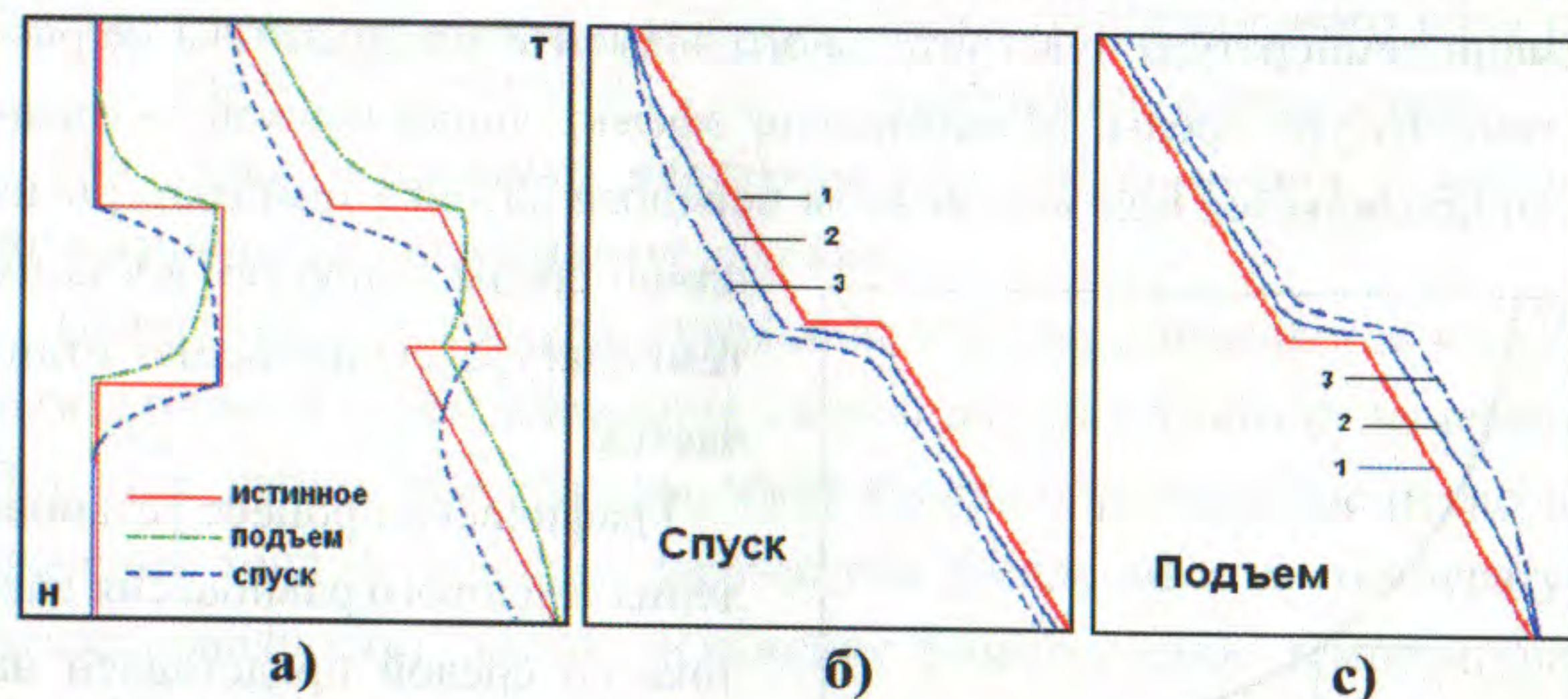


Рис. 2.10. Динамическая погрешность регистрации температурной аномалии на спуске и подъеме: а) при наличии и отсутствии естественного геотермического градиента температуры в скважине; скорость движения прибора постоянна; б) и в) при различной скорости движения прибора, $\tau = \text{const}$; 1 – истинное распределение; 2 – на скорости v_1 ; 3 – на скорости $v_2 = 2 \cdot v_1$

Наиболее простой и надежный способ контроля чистоты датчика – оценка тепловой инерции по форме кривой температурной аномалии, регистрируемой на спуске и подъеме. Значительное расхождение в положении границы аномалии или искажение формы аномалии свидетельствует о загрязненности датчика (рис. 2.10). Более надежный способ – прямая оценка коэффициента тепловой инерции в скважинных условиях.

Оценка коэффициента тепловой инерции датчика температуры в процессе регистрации в скважинных условиях проводится на спуске или подъеме в интервале глубин с постоянным градиентом температуры и при отсутствии движения жидкости – остановленная скважина или зумпф (рис. 2.11). Величина ΔT зависит от скорости движения прибора V , градиента температуры Γ и коэффициента тепловой инерции τ .

$$\Delta T = \Gamma \cdot v / \tau,$$

где: $\Gamma = \Delta T_0 / \Delta H$ – градиент температуры в интервале исследований, К/м; V – скорость движения прибора по стволу скважины, м/сек.

Таким образом, для определения текущей тепловой инерции датчика в скважинных условиях достаточно на 1–2 минуты остановить прибор в интервале со стабильным значением градиента температуры для установления теплового равновесия датчика со средой и определить погрешность измерения ΔT . Проведя расчет коэффициента тепловой инерции датчика $\tau = \Gamma \cdot v / \Delta T$, сравниваем полученное значение с паспортным. Как правило, коэффициент тепловой инерции датчика, измеренный в скважинных условиях, значительно превосходит величину, указанную в технической документации на прибор или измеренную в лабораторных условиях. Основная причина – загрязненность датчика и плохое обтекание чувствительного элемента набегающим потоком.

Максимально допустимое значение τ , при котором прибор пригоден для продолжения исследований, – 10 секунд. Значение $\tau < 6$ секунд

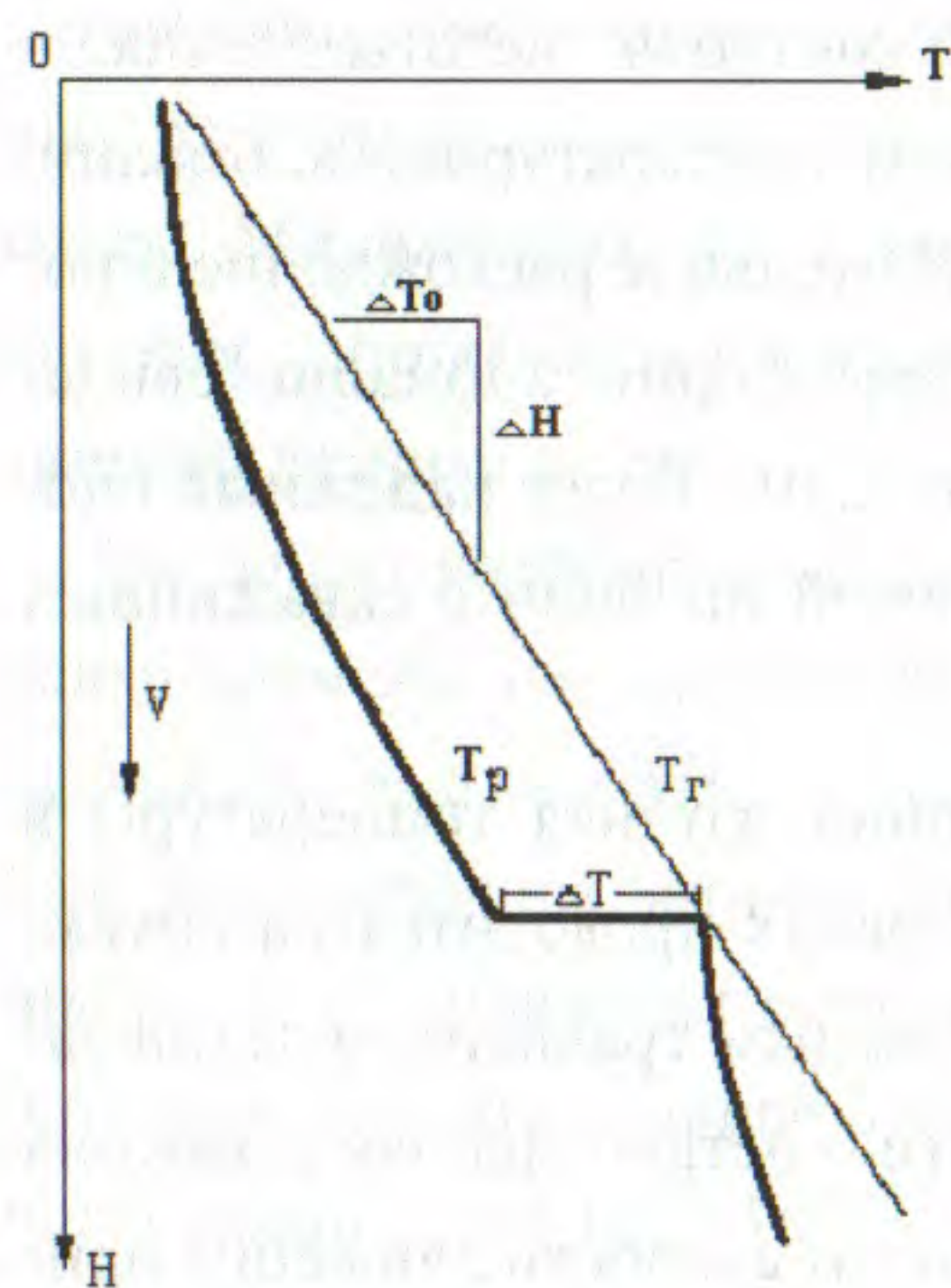


Рис. 2.11. Экспериментальная оценка коэффициента тепловой инерции датчика температуры в скважинных условиях

свидетельствует о хорошем состоянии датчика и удачной конструкции охранного фонаря.

При выборе скорости регистрации следует иметь в виду, что коэффициент тепловой инерции датчика в составе скважинного прибора меняется в зависимости от состава, скорости и направления потока омывающей жидкости. В отдельных случаях снижение скорости протяжки прибора, рекомендуемое в руководствах по термометрии скважин для уменьшения погрешности регистрации, приводит к обратному эффекту. Резкое снижение относительной скорости движения

флюида в зоне датчика меняет режим течения на ламинарный и приводит к возникновению обширных застойных зон в объеме охранного фонаря, резко снижая коэффициент теплообмена и повышая коэффициент тепловой инерции датчика.

§ 2. Методы измерения расходных параметров

Задачи, решаемые методом расходомерии: определение профиля притока или профиля приемистости жидкости; количественная оценка дебита или расхода жидкости в скважине; определение гидродинамических параметров пластов; определение мест негерметичности колонны и забоя скважины; определение внутриколонных перетоков между пластами; косвенный метод определения заколонных перетоков.

Термином «расход» обозначают перемещение текущей среды — жидкости или газа.

Массовый расход представляет собой массу вещества, протекающего в единицу времени, и измеряется, например, в кг/с.

Объемный расход равен объему вещества, протекающего в единицу времени, и измеряется в м³/с.

Скорость потока измеряется в м/с.

Кроме того, в скважинной геофизике используются термины «фазовая скорость» и «фазовый расход», характеризующие скорость течения и расход отдельной фазы в общем потоке.

Расходомерия (механическая) пакерная и беспакерная

В скважинной геофизике в настоящее время получили распространение механические расходомеры двух типов: пакерные и беспакерные.

Принцип работы такого расходомера основан на использовании механической турбины, вращающейся под действием потока скважинного флюида. При этом скорость вращения турбины оказывается пропорциональной расходу.

Преимуществами турбинных расходомеров по сравнению с расходомерами других типов являются:

- линейная зависимость их выходного сигнала от скорости потока в установленном для прибора диапазоне (прямое измерение);
- простота электрической схемы, а также относительная простота механической части.

Недостатки турбинных расходомеров:

- наличие движущихся частей и деталей;
- низкая износостойкость;
- склонность к загрязнению смолистыми отложениями и парафином;
- зависимость показаний счета прибора от фазового состояния среды.

Однако, несмотря на свои недостатки, турбинные расходомеры остаются одними из самых распространенных датчиков расхода жид-

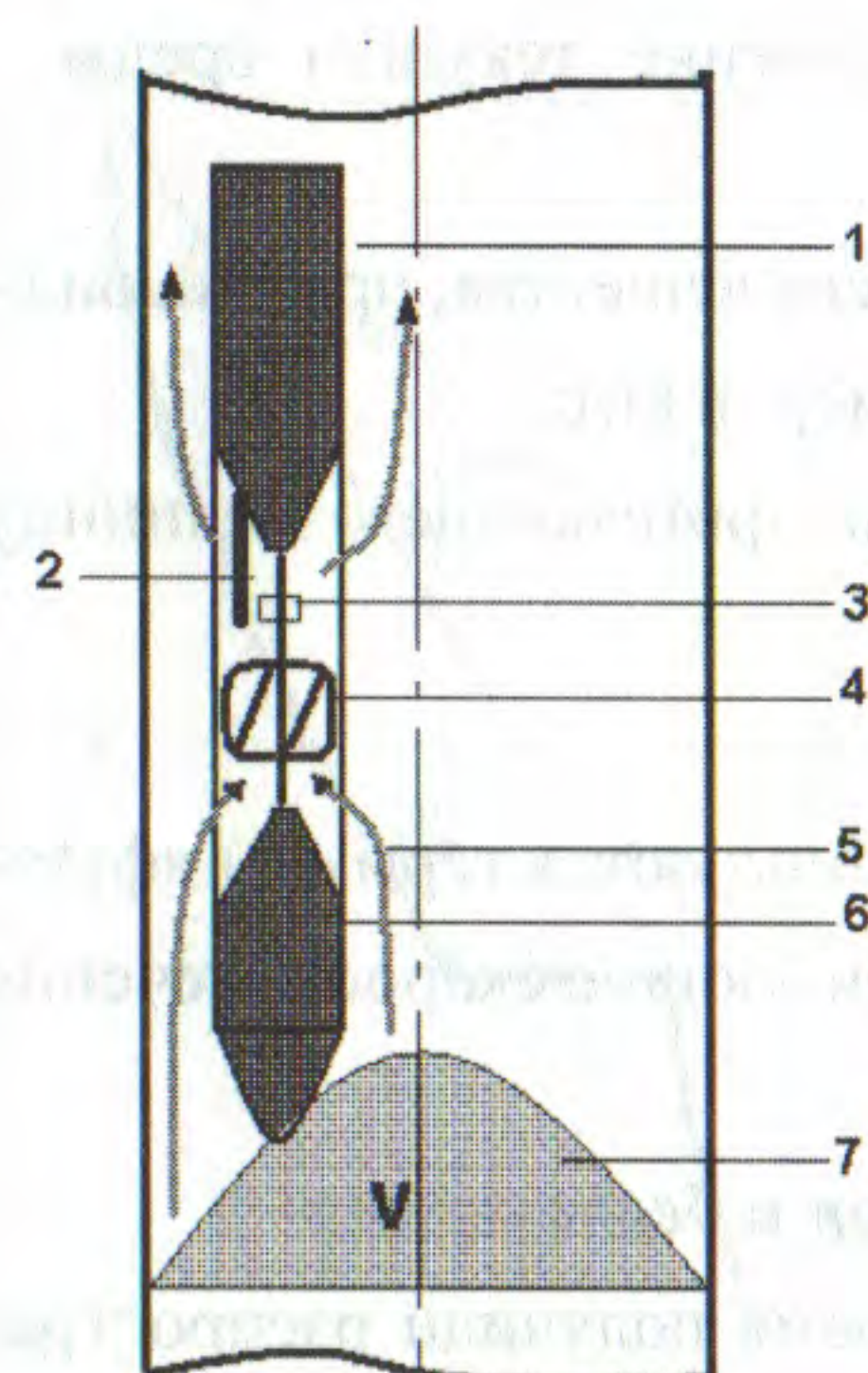


Рис. 2.12. Беспакерный расходомер: 1 – корпус прибора; 2 – датчик вращения турбинки; 3 – постоянный магнит; 4 – турбинка; 5 – линии тока измеряемого потока; 6 – передний обтекатель; 7 – эпюра скорости потока в свободной трубе при однофазном потоке

Особенностью беспакерного расходомера является его конструкция, обеспечивающая измерение скорости потока флюида, свободно обтекающего прибор. При этом корпус прибора может быть центрирован относительно оси скважины или смещен к стенке. Учитывая распределение скорости потока по радиусу скважины, следует отметить, что измеряемая скорость потока, в общем случае, не соответствует ни средней, ни максимальной. При пересчете скорости потока на расход необходимо учитывать реальное сечение канала тока и искажающее влияние корпуса прибора на структуру потока. Корректных способов оценки этих взаимовлияний не существует, но они учитываются в процессе градуировки прибора, выполняемого в восходящем и нисходящем потоке в трубах различного диаметра.

Отличительной особенностью пакерного расходомера является наличие пакерного устройства, управляемого или неуправляемого, обеспечивающего перекрытие пространства между прибором и стенками скважины. При этом весь поток жидкости направляется на турбинку расходомера, а скорость потока в приборе увеличивается в соответствии с соотношением $V2/V1 = S1/s2$,

где: $S1 = \pi R^2$ – площадь сечения скважины; $s2$ – проходное сечение

кости в геофизике. Типовые конструкции механических измерителей скорости потока приведены на рисунках ниже.

Особенностью беспакерного расходомера является его конструкция, обеспечивающая измерение скорости потока флюида, свободно обтекающего прибор. При этом корпус прибора может быть центрирован относительно оси скважины или смещен к стенке. Учитывая распределение скорости потока по радиусу скважины, следует отметить, что измеряемая скорость потока, в общем случае, не соответствует ни средней, ни максимальной. При пересчете скорости потока на расход необходимо учитывать реальное сечение канала тока и искажающее влияние

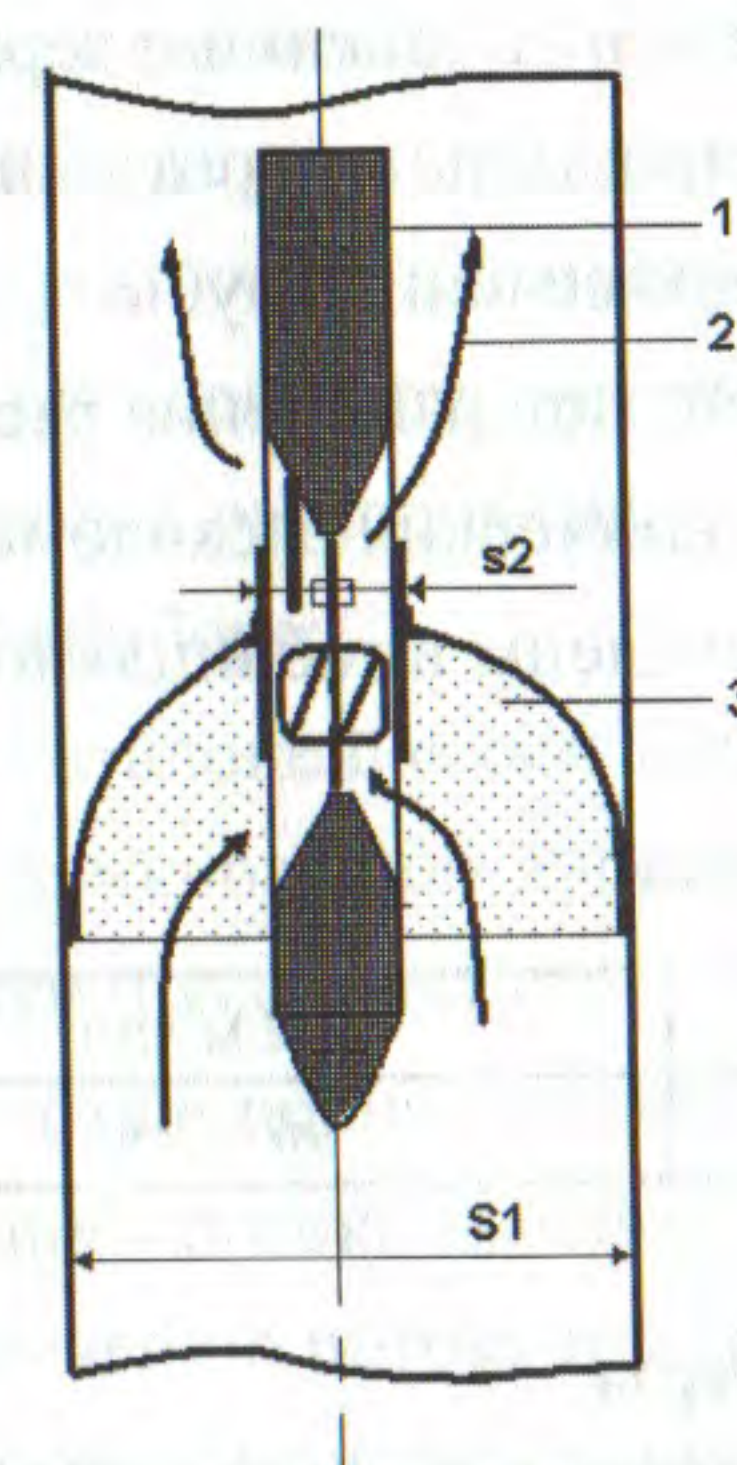


Рис. 2.13. Пакерный расходомер: 1 – корпус прибора; 2 – линии тока исследуемого потока; 3 – пакерное устройство, перекрывающее скважину; $S1$ – площадь сечения скважины; $s2$ – проходное сечение прибора

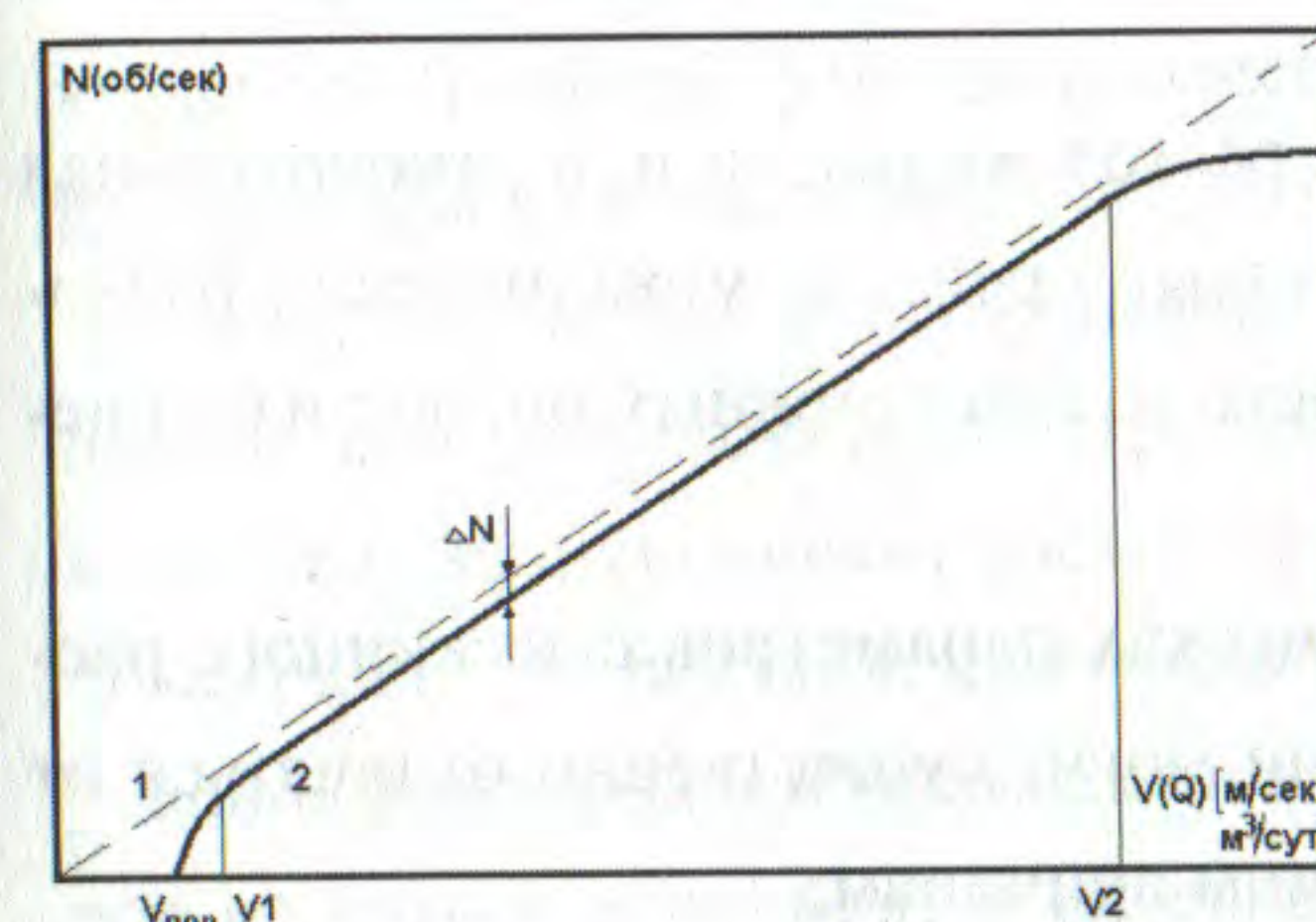


Рис. 2.14. Градуировочная кривая механического расходомера: 1 – передаточная характеристика идеального датчика; 2 – реальная градуировочная характеристика; $V_{пор}$ – порог срабатывания датчика (начало вращения); $V1 \leq V_{раб} \leq V2$ – диапазон рабочих скоростей датчика

прибора; $V1$ – средняя скорость потока в скважине; $V2$ – скорость потока в зоне турбинки.

В процессе градуировки механических скважинных расходомеров на специальных стендах снимают показания с измерителя, соответствующие скорости вращения оси турбинки в зависимости от скорости потока или расхода. Типовая градуировочная диаграмма приведена на рис. 2.14.

Реальный датчик скорости потока имеет ограничение по скорости потока как снизу $V1$, так и сверху $V2$. Нижний порог $V1 = V_{стр}$ называется «порог страгивания» и возникает за счет трения в подшипниках оси турбинки. Кроме того, дополнительный тормозящий эффект возникает при нарушении статической балансировки турбинки, особенно заметный в наклонных и горизонтальных скважинах. Верхняя граница рабочего диапазона $V2$ определяется началом искажения линейной зависимости за счет эффекта «проскальзывания» жидкости мимо турбинки. Если известны



значения $V1$, $V2$ и диаметр трубы, легко определить нижний и верхний порог рабочих расходов для конкретного расходомера из соотношения $Q = V \cdot S$, где $S = 1/4 \pi D^2$ – площадь внутреннего сечения трубы.

Пороговые значения скорости потока и диапазон изменения расхода в эксплуатационной колонне и в НКТ для механических расходомеров, рассчитанные по данным производителя, приведены в таблицах ниже.

Пакерные расходомеры

$Q1_{\min}$	0,05 м ³ /час	1,2 м ³ /сут
$Q2_{\max}$	4 м ³ /час	96 м ³ /сут

Беспакерные расходомеры

Диапазон измерения скорости потока по жидкости		Диапазон измерения расхода по жидкости		
		В колонне $D = 146$ мм		В НКТ $D = 73$ мм
$V1_{\min}$	0,006 м/с	$Q1_{\min}$	0,2 м ³ /час (4,8 м ³ /сут)	0,05 м ³ /час (1,2 м ³ /сут)
$V2_{\max}$	1,755 м/с	$Q2_{\max}$	60 м ³ /час (1440 м ³ /сут)	15,00 м ³ /час (360 м ³ /сут)

В том случае, когда реальный расход жидкости или относительная скорость потока выходят за указанные пределы, механический расходомер не обеспечивает возможность количественных оценок измеряемого параметра.

Реальные значения метрологических параметров скважинного расходомера в условиях эксплуатации могут существенно отличаться от паспортных значений по следующим причинам:

- загрязнение турбинки или подшипников приводит к значительному повышению порога страгивания;
- механический износ подшипника и искривление оси турбинки приводит к возникновению дисбаланса и повышению порога страгивания;

– загрязнение, износ, искажение геометрии турбинки существенно снижает верхний диапазон регистрируемых скоростей и расходов;

– различие плотности или вязкости скважинного флюида относительно характеристик технической воды, на которой проводится градуировка расходомера, существенно меняет метрологические параметры прибора;

– отклонение оси прибора от вертикального положения приводит к возникновению дополнительного тормозящего момента на оси турбинки и искажает его метрологические характеристики;

– отклонение оси скважины от вертикали в условиях двух- или трехфазного потока вызывает существенное искажение профиля скоростей по сечению потока и затрудняет возможность количественных измерений беспакерными расходомерами.

Таким образом, метрологические параметры механических скважинных расходомеров, полученные в идеальных условиях на специальных стендах, не могут быть рекомендованы для количественных измерений в скважинных условиях.

Для количественных измерений средней скорости потока и оценки дебита (расхода) флюида рекомендуется метод прямой калибровки расходомера в скважинных условиях в процессе исследований. Технология исследований, обеспечивающая учет реальных метрологических параметров расходомера, построение профиля притока (поглощения) и количественную оценку расхода флюида, получила название «расходомерия на скоростях», или «методика Шлюмберже» (рис. 2.16). Для успешной реализации технологии необходимо проведение серии замеров на спуске и подъеме в интервале эксплуатируемых пластов. Для оценки общего дебита исследования проводятся выше интервала притока в зоне установившегося потока.

Типовые диаграммы, регистрируемые методом механической расходомерии в добывающей и нагнетательной скважинах, приведены на рис. 2.15.

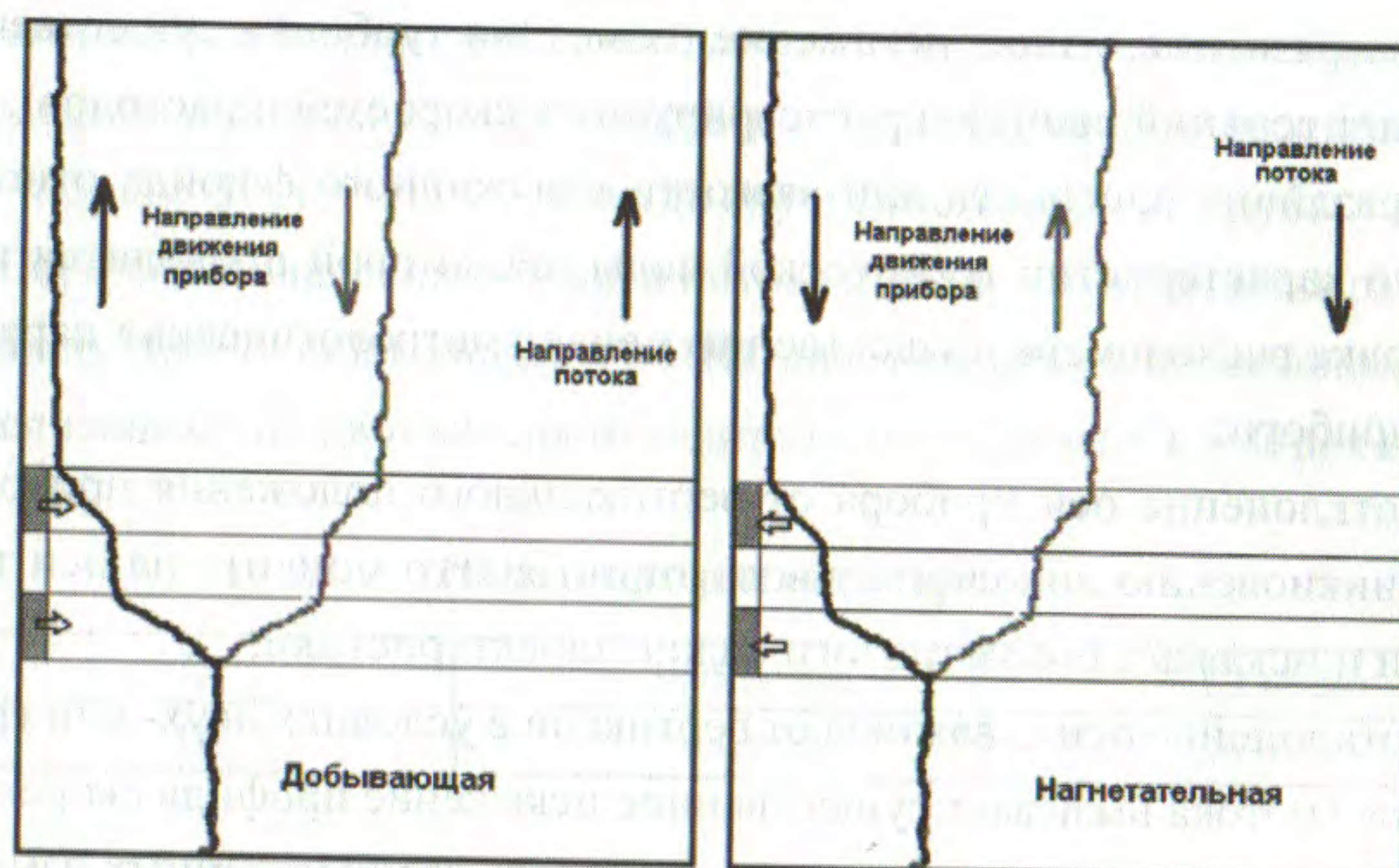


Рис.2.15. Типовая диаграмма механического расходомера в интервале пласта, регистрируемая в добывающей и нагнетательной скважинах на спуске и подъеме

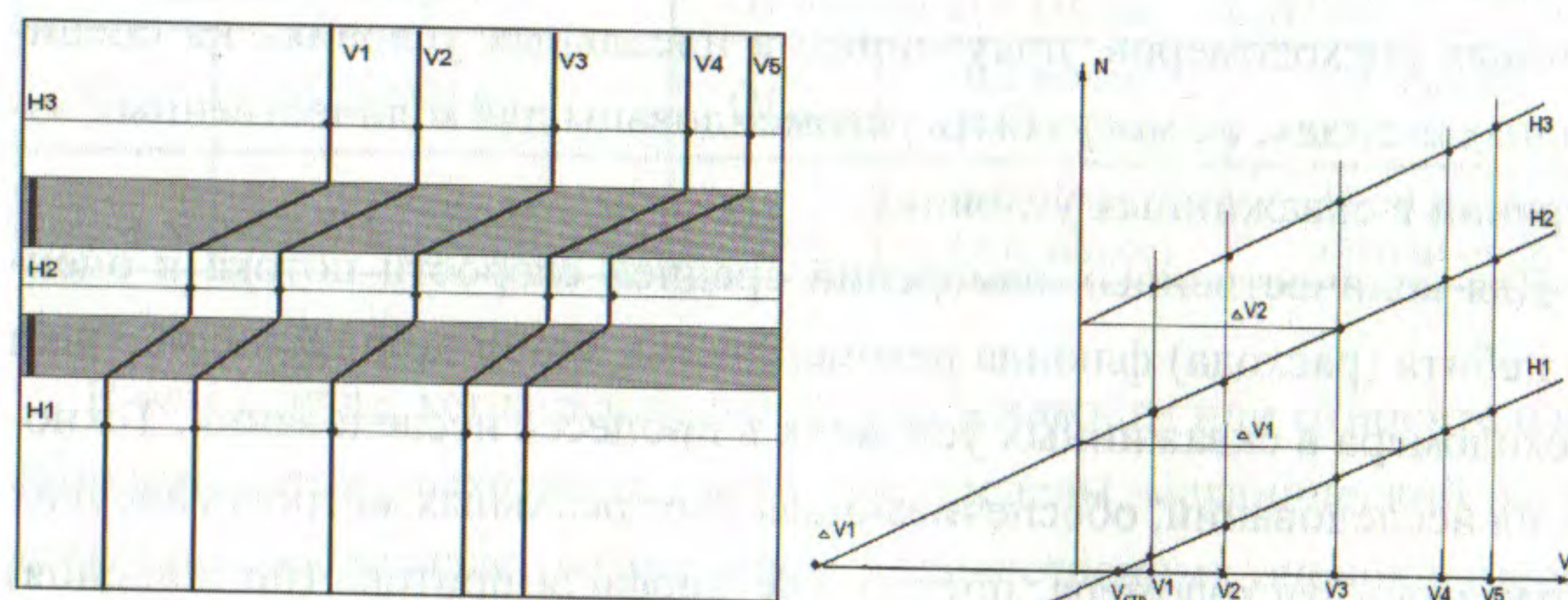


Рис. 2.16. Типовые диаграммы механической расходомерии на скоростях, выполненные в интервалах притока, и алгоритм обработки замеров на скоростях. Замеры выполнены навстречу потоку. $\Delta Q = \frac{1}{4} \pi D^2 \Delta V$, где: Q – расход жидкости; D – внутренний диаметр скважины; ΔV – приращение скорости жидкости

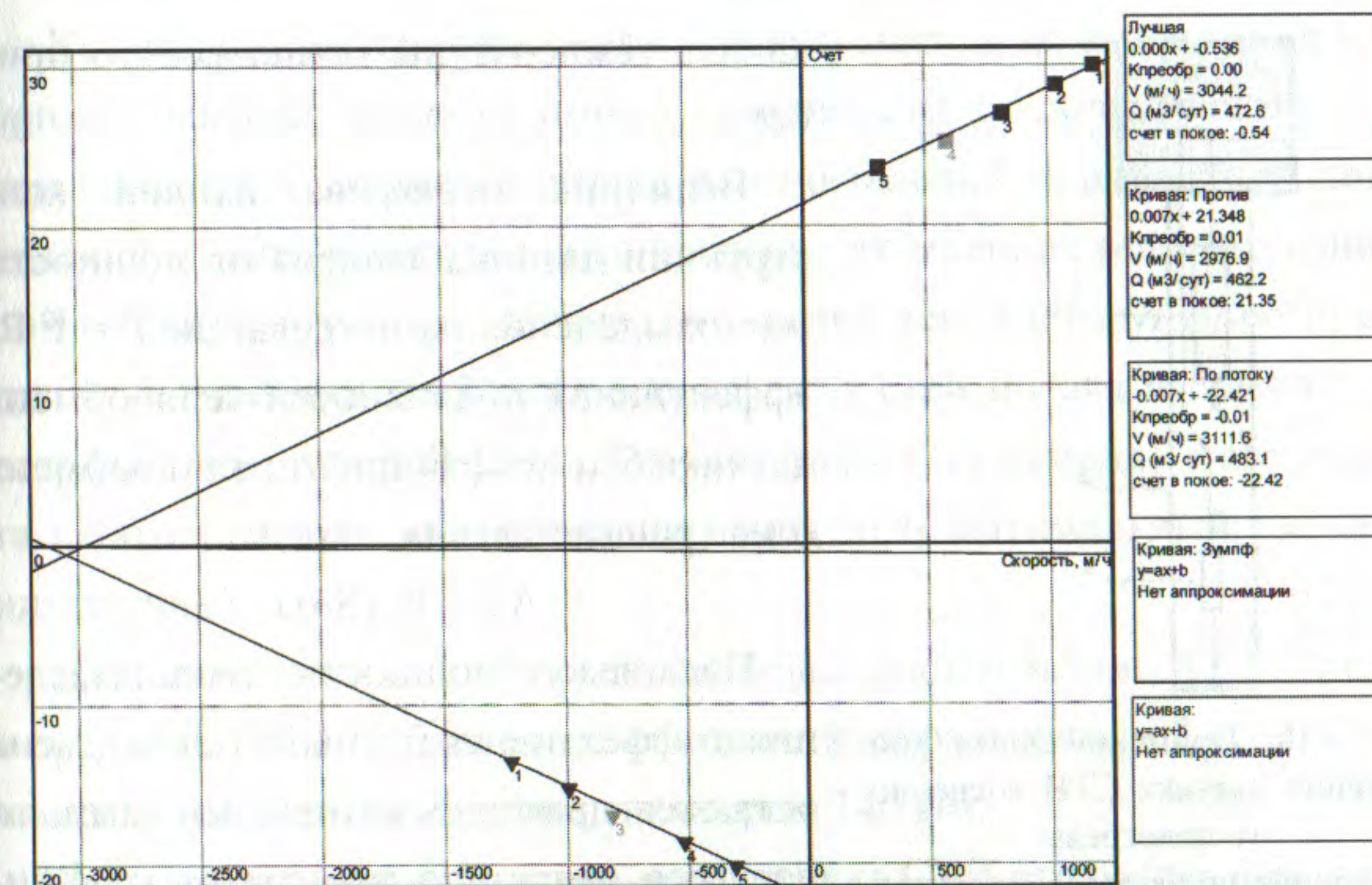


Рис. 2.17. Оценка общего дебита горизонтальной скважины методом расходомерии на скоростях с использованием стандартных программ обработки в системе «ПРАЙМ»

Скважинный термокондуктивный индикатор притока (СТИ), расходомерия термокондуктивная

Решаемые задачи: определение интервалов притока в перфорированных пластах низкодебитных добывающих скважин; определение мест нарушения герметичности колонны и забоя скважины; определение интервалов ухода в низкодебитных нагнетательных скважинах, для однофазных потоков возможна оценка расходов.

В скважинной геофизике наиболее широкое распространение получил термокондуктивный индикатор притока (СТИ) с косвенным подогревом.

Конструкция датчика включает электрический нагреватель (термостабильный резистор) и датчик температуры, смонтированные в едином корпусе. Подогрев датчика производится постоянным током, что обеспечивает перегрев всего датчика на 20–40 °С относительно температуры окружающей среды. В качестве термочувствительного элемента в СТИ используется терморезистор или диод, аналогичный датчику

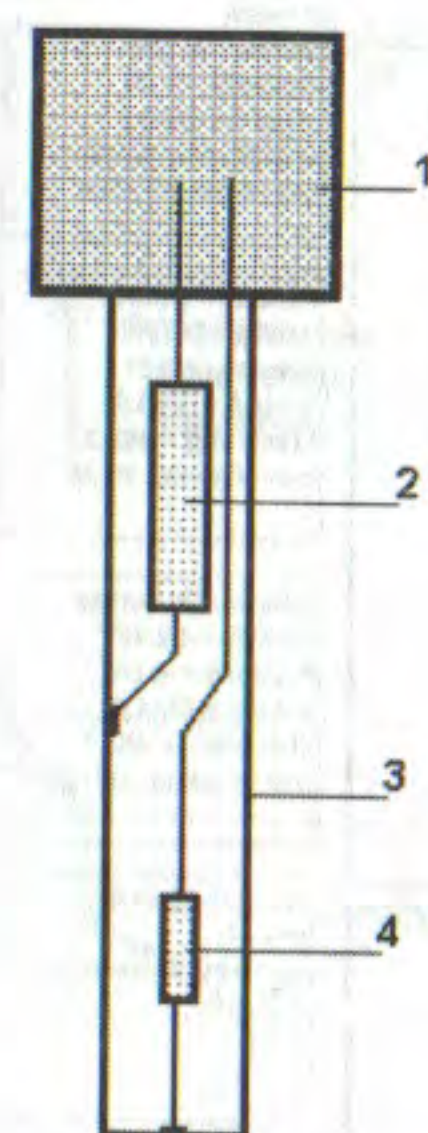


Рис. 2.18. Принципиальная конструкция датчика СТИ косвенного подогрева:

1 – корпус прибора; 2 – электрический нагреватель, питаемый постоянным током; 3 – корпус датчика, $D = 5-8$ мм, $L = 50-70$ мм, материал – латунь или нерж. сталь; 4 – датчик температуры, диод или терморезистор

Типичная диаграмма перегрева датчика СТИ, в зависимости от скорости потока и состава окружающего флюида, построенная по результатам калибровки промышленного датчика скважинной аппаратуры, приведена на рис. 2.19.

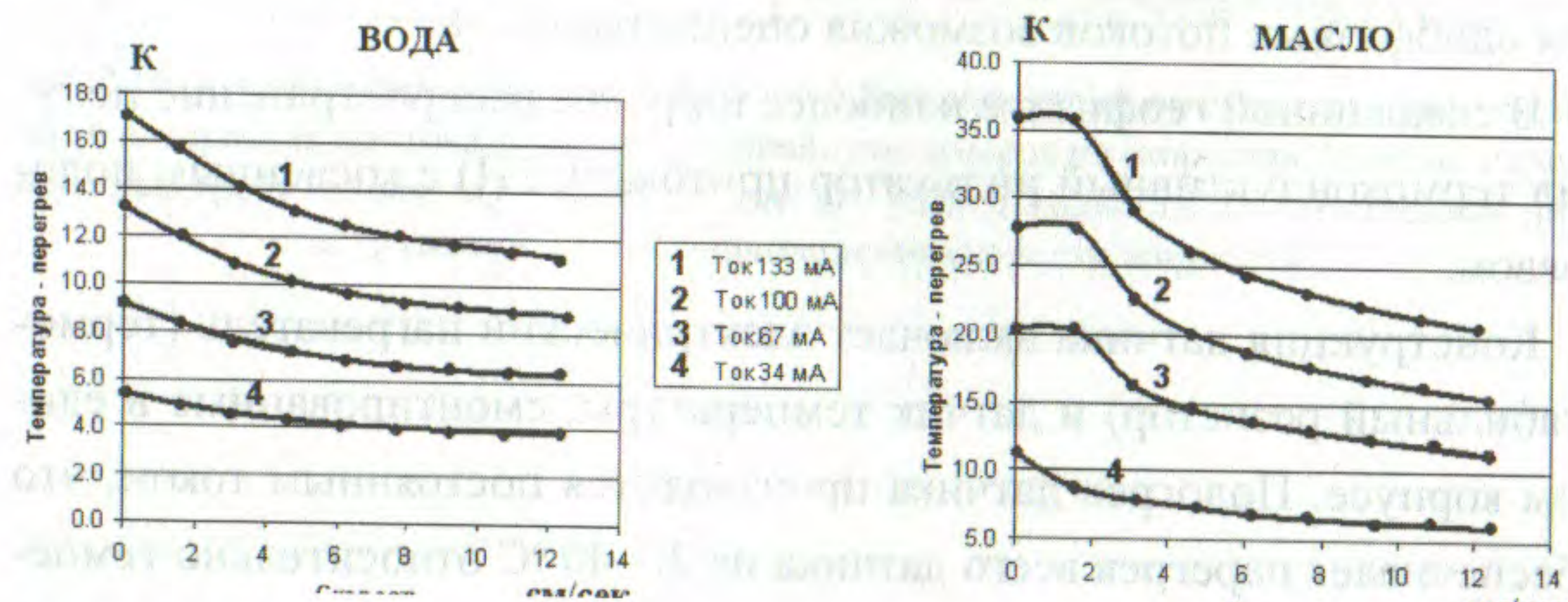


Рис. 2.19. Перегрев датчика СТИ в зависимости от скорости потока в воде и масле при различном токе питания нагревателя

канала температуры комплексного прибора.

Величина перегрева данной конструкции датчика зависит от мощности тепловыделения на нагревателе $P = I^2 \cdot R$, эффективной поверхности теплообмена датчика S и коэффициента теплообмена α на границе датчик – среда:

$$\Delta T = P / (S \cdot \alpha).$$

Поскольку мощность тепловыделения и эффективная площадь теплообмена остаются практически неизменными, то перегрев напрямую зависит от коэффициента теплообмена α , который, в свою очередь, зависит от теплофизических свойств окружающей среды и скорости и направления омывающего потока.

Как видим, перегрев датчика в масле значительно выше, чем в воде, при одинаковой скорости потока и мощности тепловыделения. Причем при малых скоростях потока и значительной мощности тепловыделения в масле возникает интенсивная естественная тепловая конвекция вокруг перегретого датчика, что резко искажает функцию преобразования датчика в области малых скоростей потока и снижает его разрешающую способность. Для устранения (снижения) этого эффекта необходимо экспериментально определить оптимальный ток питания датчика.

Диапазон рабочих скоростей для большинства датчиков СТИ лежит в пределах от 0,2 до 6 см/с, что соответствует расходам от 2 до 60 м³/сут в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм.

Зависимость выходного сигнала датчика СТИ от состава исключает возможность количественных измерений в условиях двухфазного потока. Для повышения однозначности интерпретации диаграмм СТИ необходимо комплексирование с методами состава.

Типовые диаграммы СТИ, регистрируемые в добывающей скважине с одним интервалом притока на спуске и на подъеме, приведены на рис. 2.20.

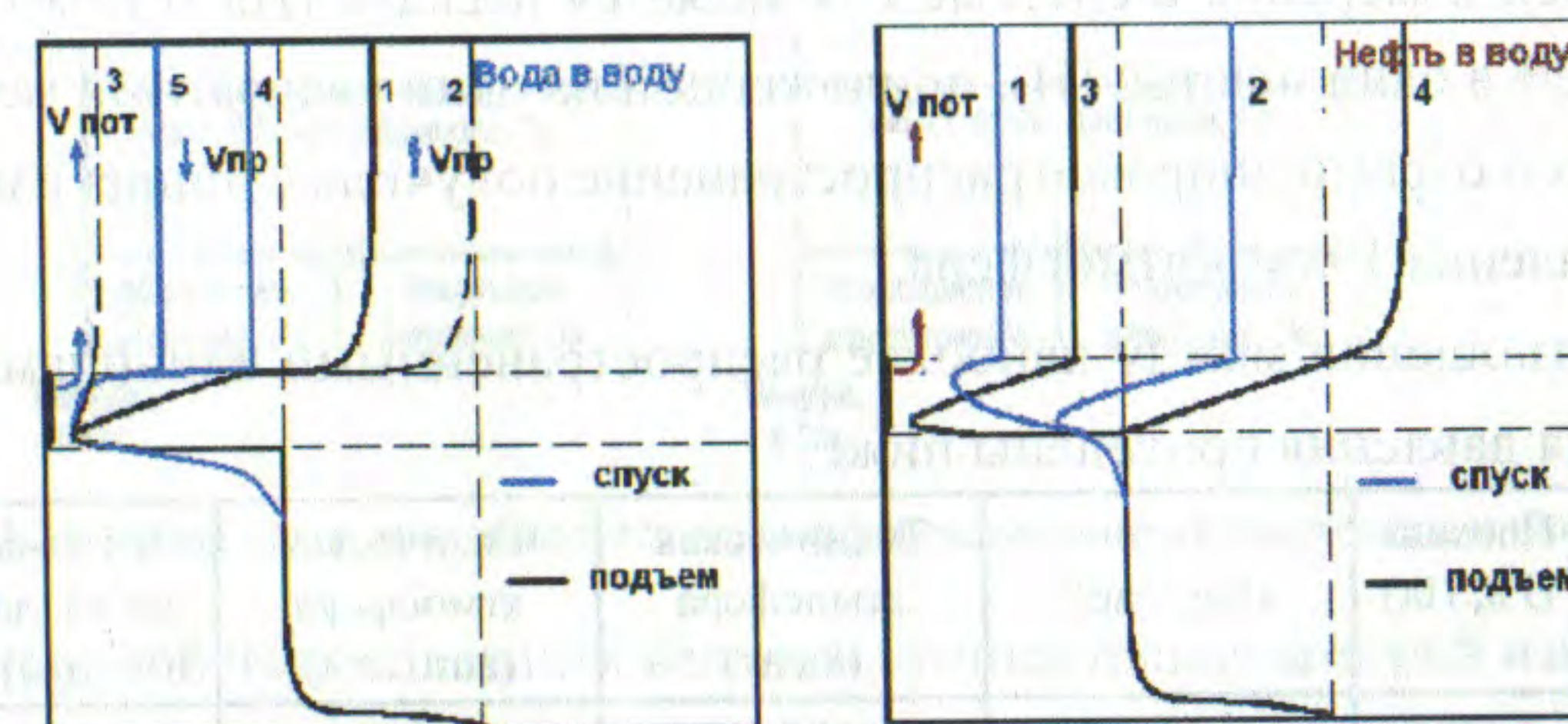


Рис. 2.20. Типовые диаграммы СТИ, регистрируемые в добывающей скважине на спуске и на подъеме при поступлении из пласта воды либо нефти:

$V_{пр}$ – направление движения прибора; $V_{пот}$ – направление потока; 2, 4 – малые скорости потока; 3 – высокая скорость потока; 1, 5 – средняя скорость потока



В зависимости от направления регистрации диаграмма СТИ позволяет уверенно выделить кровлю или подошву работающего интервала. Замер на подъеме наиболее благоприятен для выделения нижней границы притока, а замер на спуске в условиях малых дебитов обеспечивает выделение верхней границы, затягивая в зумпф нижнюю границу притока. При высокой скорости потока ($Q > 30 \text{ м}^3/\text{сут}$) верхняя граница притока выделяется не всегда в связи с переохлаждением датчика.

§ 3. Барометрия

Решаемые задачи: определение гидродинамических параметров пластов; определение $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$ и $P_{\text{нас}}$; оценка плотности флюида в стволе скважины; определение глубины динамического уровня жидкости, ВНР, ГНР и забоя скважины.

Скважинная барометрия основана на измерении давления в точке или распределения давления по глубине при различных режимах работы скважины. Давление в любой точке скважины определяется как мера силы, приходящаяся на единицу площади поверхности. Стандартной единицей измерения в системе СИ является паскаль ($\text{Па} = \text{Н}/\text{м}^2$), равный силе в один ньютон (Н), приложенной на один квадратный метр. В нефтяной отрасли широкое распространение получила единица измерения давления 1 атм – атмосфера.

Соотношения между наиболее распространенными единицами измерения давления приведены ниже:

	Паскаль (Pa, Па)	Бар (bar, бар)	Техническая атмосфера (at, ат)	Физическая атмосфера (atm, атм)	Фунт-сила на кв. дюйм (psi)
1 Па	1 Н/м ²	10^{-5}	$10,197 \times 10^{-6}$	$9,8692 \times 10^{-6}$	$145,04 \times 10^{-6}$
1 бар	105	$1 \times 10^6 \text{ дин}/\text{см}^2$	1,0197	0,98692	14,504
1 ат	98066,5	0,980665	1 кгс/см ²	0,96784	14,223
1 атм	101325	1,01325	1,033	1 атм	14,696

Продолжение таблицы

	Паскаль (Pa, Па)	Бар (bar, бар)	Техническая атмосфера (at, ат)	Физическая атмосфера (atm, атм)	Фунт-сила на кв. дюйм (psi)
1 psi	6894,76	$68,948 \times 10^{-3}$	$70,307 \times 10^{-3}$	$68,046 \times 10^{-3}$	1 lbf/in ²

Существует несколько видов давления: **абсолютное, дифференциальное, избыточное и вакуумное.**

Абсолютное давление – абсолютное значение силы, отнесенное к единице поверхности, разность между давлением в данной точке среды и давлением вакуума.

Дифференциальное давление (разность давлений) – разность между двумя абсолютными давлениями, при этом разность давлений может быть как положительной, так и отрицательной величиной.

Избыточное давление – частный случай дифференциального дав-

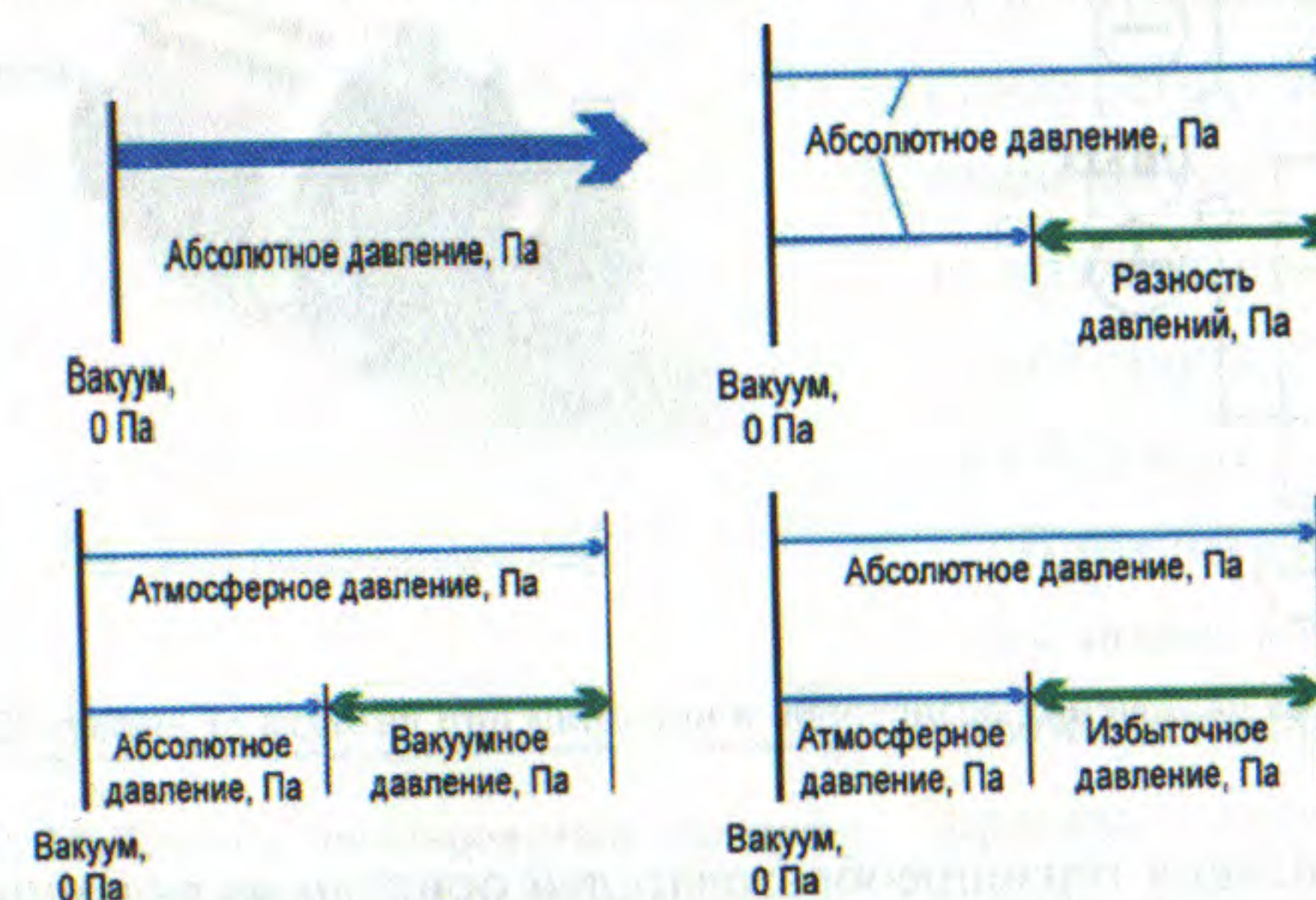


Рис. 2.21. Виды давления: абсолютное, дифференциальное, избыточное и вакуумное; одной из абсолютных величин, относительно которой измеряется давление, является местное атмосферное давление (для датчиков открытого типа) или атмосферное давление на момент производства датчика давления (закрытого типа).



Вакуумное давление (давление разрежения) – частный случай *дифференциального давления*; одной из абсолютных величин, относительно которой измеряется давление, является атмосферное давление, другой величиной является измеряемое давление, которое меньше атмосферного.

В традиционной скважинной геофизике, как правило, используется термин «абсолютное давление», определяемое как совокупное давление на заданной глубине, оказываемое столбом жидкости над датчиком и давлением газа на границе газ – жидкость.

Для измерения давления в аппаратуре в качестве основного типа датчика давления в промысловой геофизике используется тензодатчик марки Д100 «Сапфир-22» (рис. 2.22).

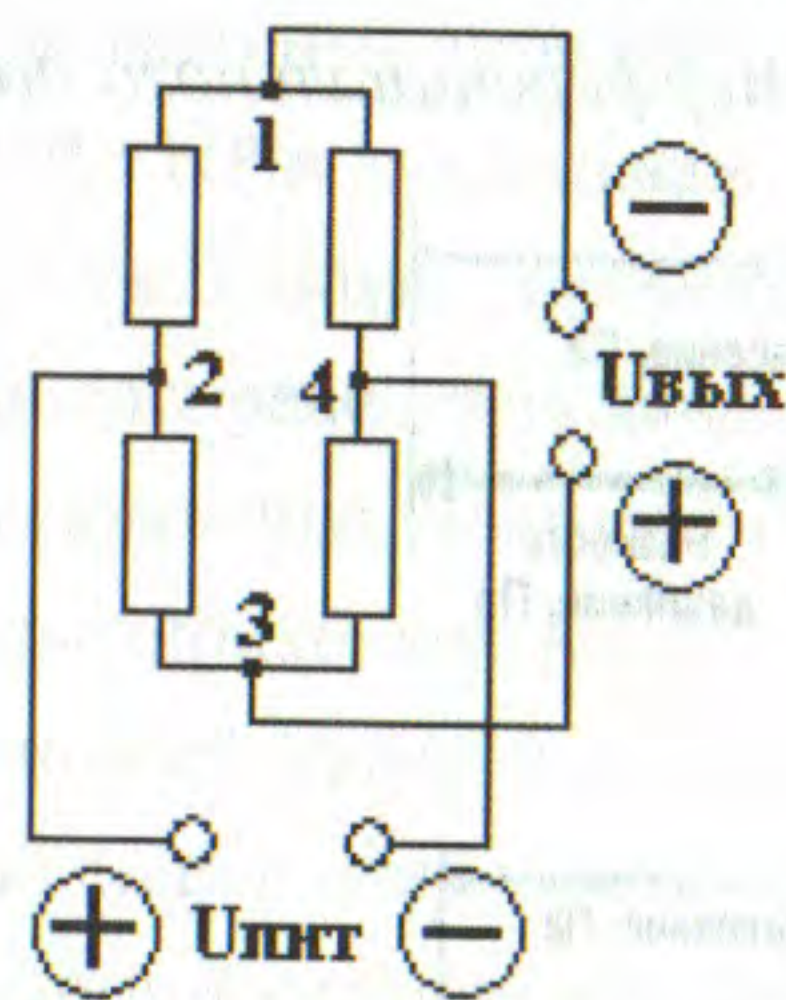


Рис. 2.22. Схема включения резисторов и внешний вид датчика «Сапфир-22»

Принцип действия тензопреобразователей основан на явлении тензоэффекта в материалах. Чувствительным элементом служит мембрана с тензорезисторами, соединенными в мостовую схему (рис. 2.23). Под действием внешнего давления P упругая мембрана прогибается, тензорезисторы меняют свое сопротивление, что приводит к разбалансу моста Уитстона. Разбаланс линейно зависит от степени деформации резисторов и, следовательно, от приложенного давления.

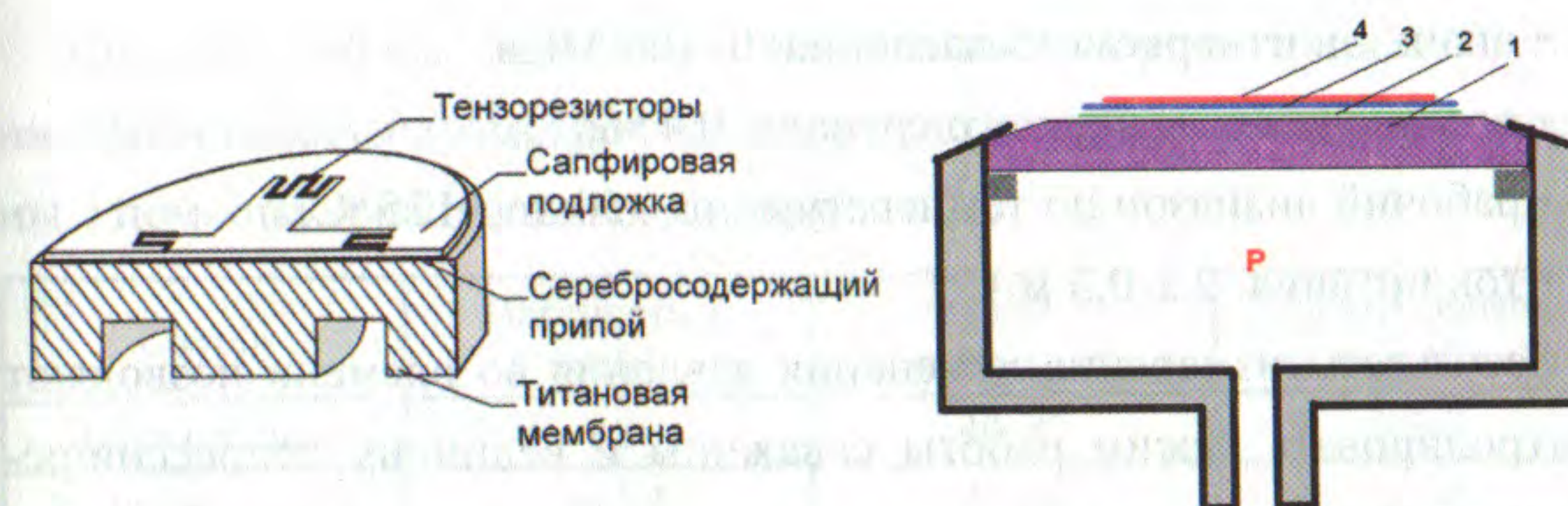


Рис. 2.23. Упрощенный вид тензорезистивного чувствительного элемента датчика «Сапфир-22»:

1 – мембрана; 2 – клей; 3 – сапфировая пластина; 4 – тензорезистор

Поскольку изначально датчик давления «Сапфир-22» не имеет термокомпенсации, то его реальная градуировочная характеристика выглядит следующим образом (рис. 2.24): учет температуры чувстви-

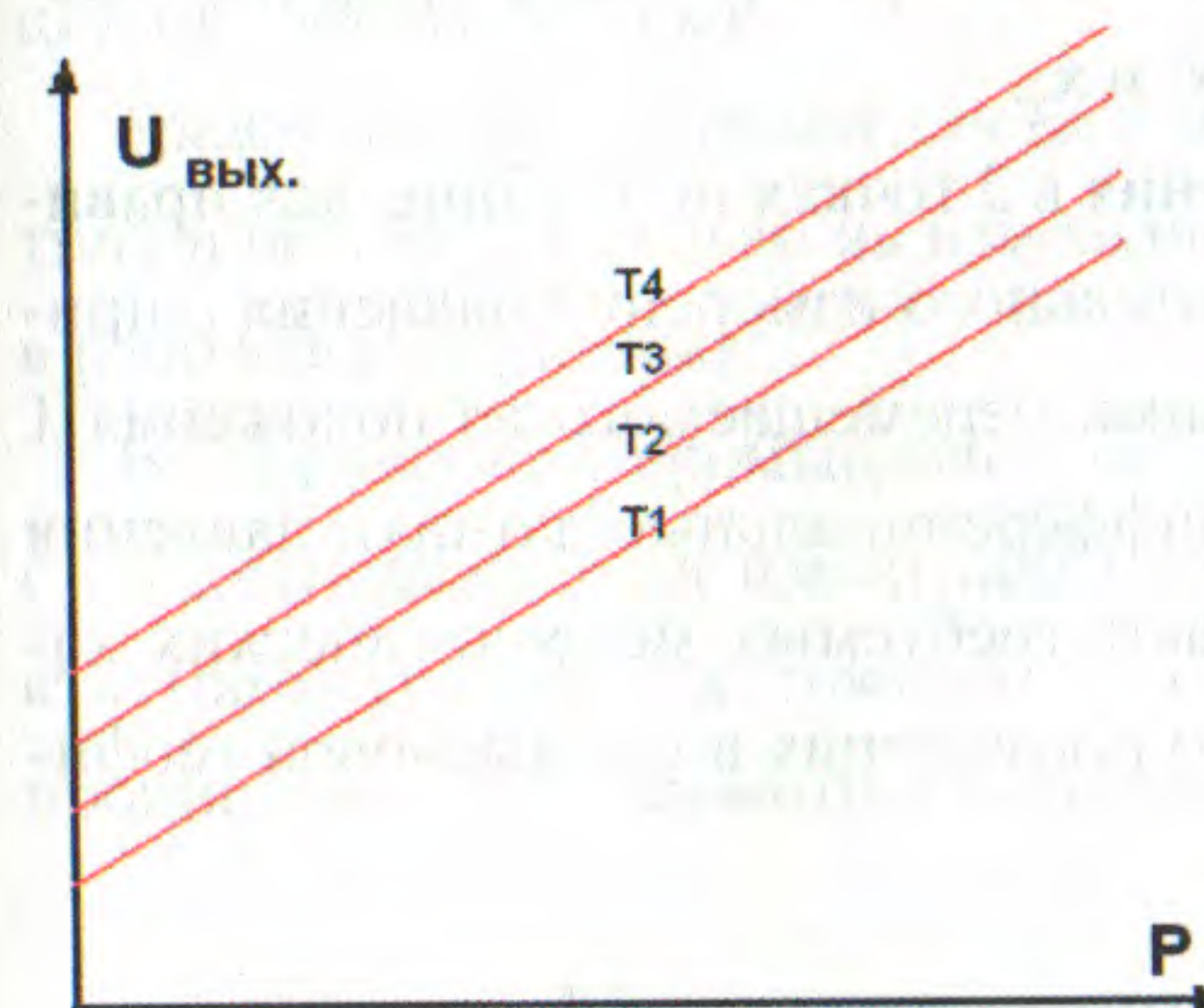


Рис. 2. 24. Типовая градуировочная характеристика датчика Д-100 «Сапфир-22»

тельного элемента проводится программным путем в системе регистрации по каналу температуры, роль которого выполняет полное сопротивление моста Уитстона в точках 2–4 (рис. 2.22).

В настоящее время появилась новая конструкция датчиков «Сапфир», в которых процесс термокомпенсации решен аппаратным путем без существенного изменения остальных характеристик датчика. Однако в скважинной геофизике учет поправок на температуру датчика сохранен и реализуется программным путем в процессе регистрации.

Нормируемые характеристики стандартных датчиков давления типа «Сапфир», широко используемых в промысловой геофизике:



- диапазон измеряемого давления: 0–100 МПа;
- нелинейность выходного сигнала: 0,4 %;
- рабочий диапазон по температуре: от –50 до +125 °С.
- ток питания: $2 \pm 0,3$ мА.

Результаты измерения изменения давления во времени позволяют контролировать режим работы скважины и величину депрессии/репрессии на пласт в ходе проведения исследований.

По результатам измерения распределения давления по глубине скважины при квазистационарном режиме можно оценить плотность флюида в интервале исследований из соотношения

$$\Delta P = \rho g \Delta h,$$

где: ΔP – разность давления между точками x_1 и x_2 ; ρ – плотность флюида в стволе скважины; $g = 9,81$ м/с² – ускорение свободного падения; Δh – разность высот между x_1 и x_2 .

Для измерения разности давления в 2 точках по глубине, как правило, используется метод последовательного измерения давления с применением одного и того же датчика, перемещаемого из положения 1 в положение 2. Существующие дифференциальные датчики давления весьма громоздки, не обеспечивают требуемых метрологических характеристик и не нашли широкого применения в промысловой геофизике.

§ 4. Методы изучения состава смеси в стволе скважины

Задачи, решаемые методами состава: определение нефте-, газо-, водопритоков в скважину; определение глубины динамического уровня жидкости и ВНР в скважине; определение наличия осадка в зумпфе скважины; определение факта и интервала гравитационной конвекции в зумпфе.

Принцип работы методов состава основан на регистрации изменения физических параметров среды, регистрируемых в стволе скважины с помощью специальных датчиков.

Состав	Плотность, ρ (г/см ³)	Диэл. проницаемость, ε	Электропровод- ность, σ (Сим/м)
Вода пресная	1,0	40–82	0,5–2
Вода минерализ.	до 1,2	40–82	5–20
Нефть	0,6–0,9	2–3	0,02–0,03
Газ (C ₂ H ₆)	0,1–0,6	1	0

К ним относятся: гамма-гамма-плотнометрия – измерение коэффициента ослабления линейного потока прямого гамма-излучения от источника, резистивиметрия – токовая и индукционная, влагометрия диэлькометрическая, датчики газа – зависимость коэффициента рефракции от состава флюида.

Традиционные датчики состава являются датчиками локального типа и реагируют только на изменение физических параметров среды в рабочей зоне датчика.

В современной промысловой геофизике используются методы состава, основанные на измерении плотности (ГГП), электропроводности (резистивиметрия токовая и индукционная) и диэлектрической проницаемости (влагометрия) скважинного флюида.

Метод гамма-гамма-плотнометрии

Метод основан на регистрации интенсивности проходящего через скважинную среду излучения от ампульного изотопного гамма-источника. Интенсивность регистрируемого излучения определяется поглощающими свойствами скважинной среды и находится в обратной зависимости от плотности смеси в стволе скважины. Результаты измерений гамма-метода отражают плотностную характеристику среды.

Существуют две разновидности метода гамма-плотнометрии:



- гамма-гамма-плотномер по просвечиванию, регистрирующий прямое излучение источника в геометрии узкого пучка, – ГГП-П;
- гамма-гамма-плотномер по рассеянию, регистрирующий рассеянное излучение источника, – ГГП-Р.

Принципиальные схемы зондов для ГГП-П и ГГП-Р представлены на рис. 2.25.

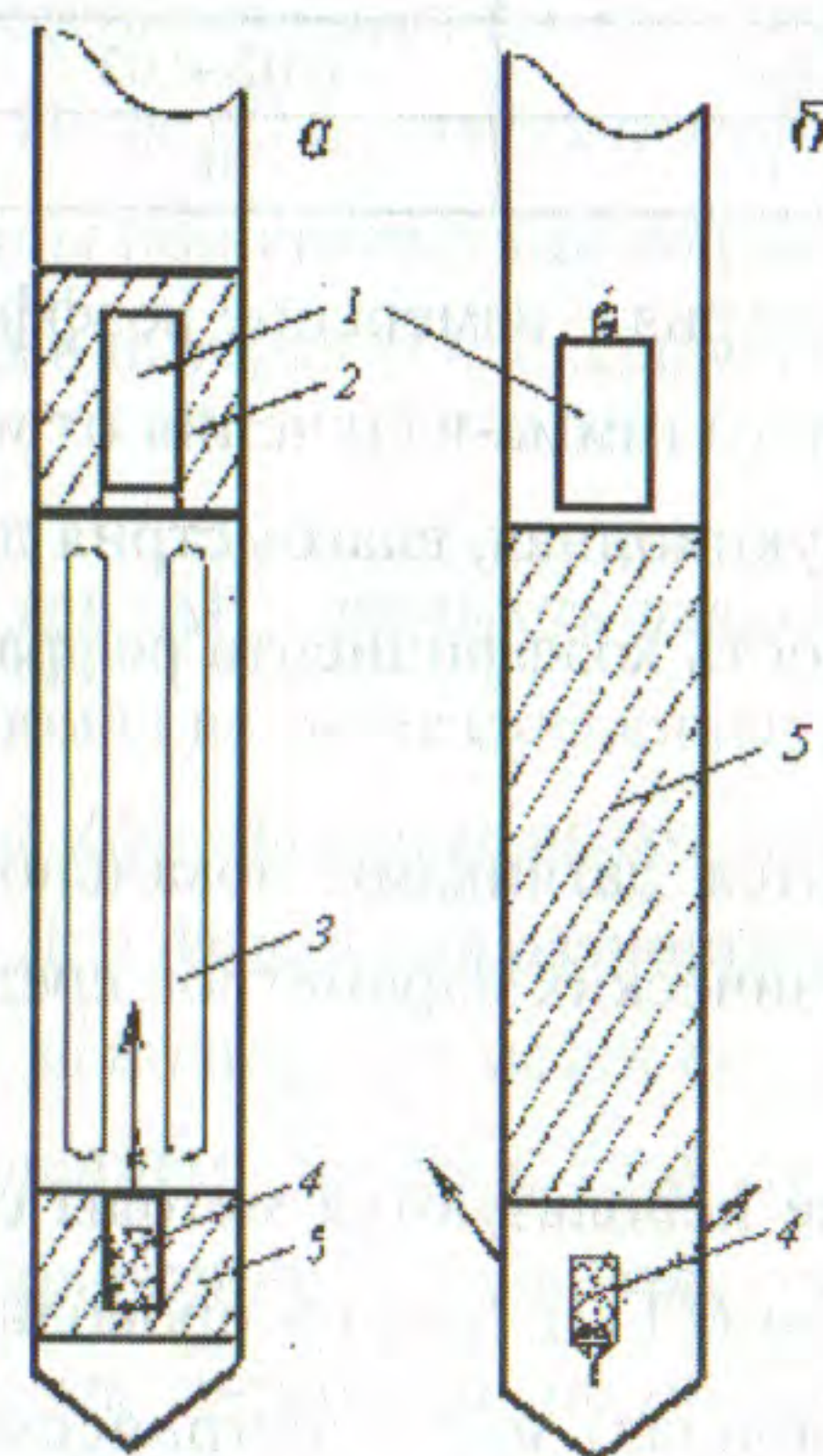


Рис. 2.25. Схема конструкции зондовой части гамма-плотномера: а – для ГГП-П; б – для ГГП-Р; 1 – детектор; 2 – экран; 3 – фонарь; 4 – источник гамма-квантов; 5 – экран на источнике; стрелками показано направление распространения гамма-квантов

(прибор спускается в межтрубное пространство), так и методом ГГП-Р (прибор спускается в лифтовые трубы).

Требования к аппаратуре ГГП: допустимая погрешность определения плотности смеси методами ГГП-П и ГГП-Р не должна превышать $0,01 \text{ г/см}^3$.

Энергия гамма-квантов лежит в диапазоне $20 \text{ кэВ} - 1,33 \text{ МэВ}$. В этом диапазоне возможны комптоновское рассеяние и фотоэффект. Число рассеянных гамма-квантов зависит от плотности породы, а их поглощение – от эффективного атомного номера.

Методы ГГП-П и ГГП-Р применяются для исследования состава жидкости в стволе скважины. Плотность смеси в лифтовых трубах определяется лишь методом ГГП-П.

ГГП-П является локальным методом изучения состава смеси в стволе скважины. ГГП-Р – объемный метод, позволяющий определять среднюю плотность смеси по всему сечению колонны. Межтрубное пространство можно изучать как методом ГГП-П

При изучении межтрубного пространства методом ГГП-Р с помощью прибора, спускаемого в лифтовые трубы, погрешность оценки плотности возрастает до $0,05 \text{ г/см}^3$ и более и зависит от геометрических параметров НКТ, эксплуатационной колонны и состава флюида.

В гамма-плотномерах рекомендуется использовать источники мягкого гамма-излучения (около 100 кэВ), например **Тулий-170**. В приборах, спускаемых в лифтовые трубы и служащих для определения плотности в межтрубном пространстве по методу ГГП-Р, рекомендуется применять источники средней энергии излучения (между 500 и 700 кэВ), например **Цезий-137**.

Длина зонда определяет чувствительность (коэффициент дифференциации – КД) метода ГГП к изменению плотности. С увеличением длины зонда чувствительность метода растет. Однако скорость счета при этом уменьшается, что требует повышения активности источника. Длина зонда выбирается так, чтобы между пресной водой плотностью $1,0 \text{ г/см}^3$ и нефтью плотностью $0,85 \text{ г/см}^3$ обеспечить коэффициент дифференциации около $1,8$. Для метода ГГП-Р коэффициент дифференциации должен быть не меньше $1,5$. Практически длина зонда, соответствующая этим условиям, для гамма-плотномеров метода ГГП-П составляет $30-50 \text{ см}$, для гамма-плотномеров метода ГГП-Р – от 40 до 70 см .

Источник должен удовлетворять следующим требованиям:

- активность не должна превышать предельной, установленной действующими санитарными правилами (не более 100 мг-экв. Ra);
- максимальная скорость счета, соответствующая минимальной плотности среды в интервале исследуемых плотностей, не должна выходить за диапазон линейности аппаратуры (допустимый просчет импульсов за счет «мертвого» времени аппаратуры не должен превышать 20%);
- показания в эталонировочном устройстве, заполненном пресной



водой ($\rho_{\text{пр.в}} = 1 \text{ г/см}^3$), должны быть для приборов со сцинтилляционными счетчиками в канале ГПП-П не менее 14000 имп/мин, в канале ГПП-Р – не менее 10000 имп/мин, для приборов с разрядными счетчиками в канале ГПП-П – не менее 6000 имп/мин, в канале ГПП-Р – не менее 5000 имп/мин.

Каждый прибор должен быть снабжен градуировочным графиком, представляющим собой зависимость $I/I_{\text{пр.в}} = f(\rho)$, полученную в диапазоне измерения плотностей данным прибором ($I, I_{\text{пр.в}}$ – показания в среде с плотностью ρ и в пресной воде соответственно). Градуировочные зависимости строятся по результатам работ в моделях скважин (в эталонировочных устройствах), заполненных жидкостью различной плотности.

Основные признаки определения состава флюида методом ГПП:

- у воды – 1000–1200 кг/м³;
- у нефти – 600–950 кг/м³;
- у газа – 1–400 кг/м³.

Измеритель диэлектрической проницаемости среды (влажмер)

Наиболее простая конструкция диэлькометрического датчика состава, работающего по разнице диэлектрической проницаемости скважинного флюида, может быть представ-

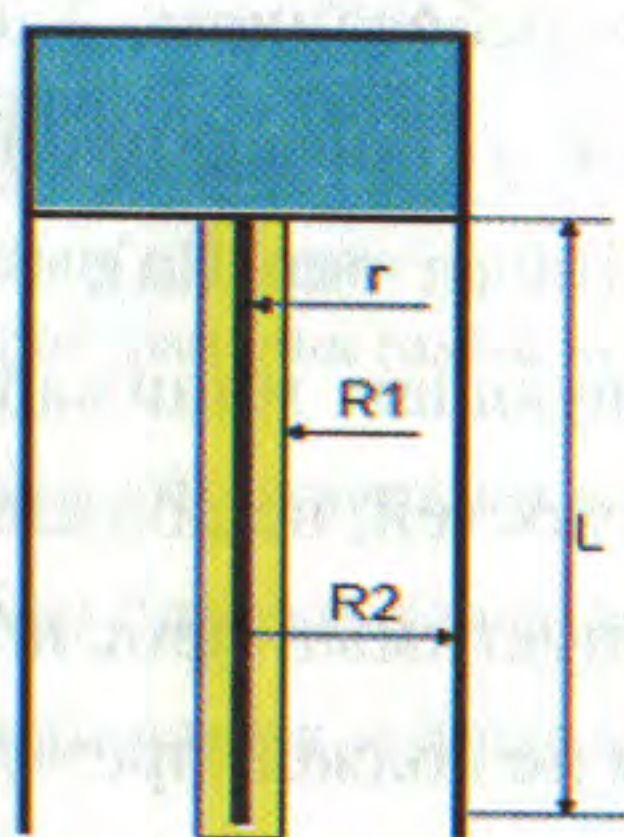


Рис. 2.26. Схема датчика диэлькометрического влагомера

лена в виде коаксиального конденсатора, в котором рабочим телом между обкладками является скважинный флюид (рис. 2.26). В скважинной геофизике такой датчик принято называть влагомером (Вл).

Электрическая емкость такого конденсатора равна:

$$1/C = 1/C1 + 1/C2,$$

где: $C1$ – постоянная величина, определяемая конструкцией датчика; $C2$ – переменная величина, зависящая от состава флюида в рабочем объеме датчика.

Для преобразования изменения величины электрической емкости такого конденсатора в электрический сигнал используется RC-генератор, частота генерации которого меняется в зависимости от диэлектрической проницаемости скважинной жидкости (рис. 2.27). Ожидаемый график изменения частоты от процентного содержания воды в рабочем объеме датчика приведен ниже. Максимальная чувствительность датчика влагомера (Вл) наблюдается в диапазоне водосодержания от 0 до 60%. С увеличением содержания воды крутизна преобразования падает практически до 0. Это обстоятельство ограничивает область применения датчика малыми включениями влаги в нефтяной поток.

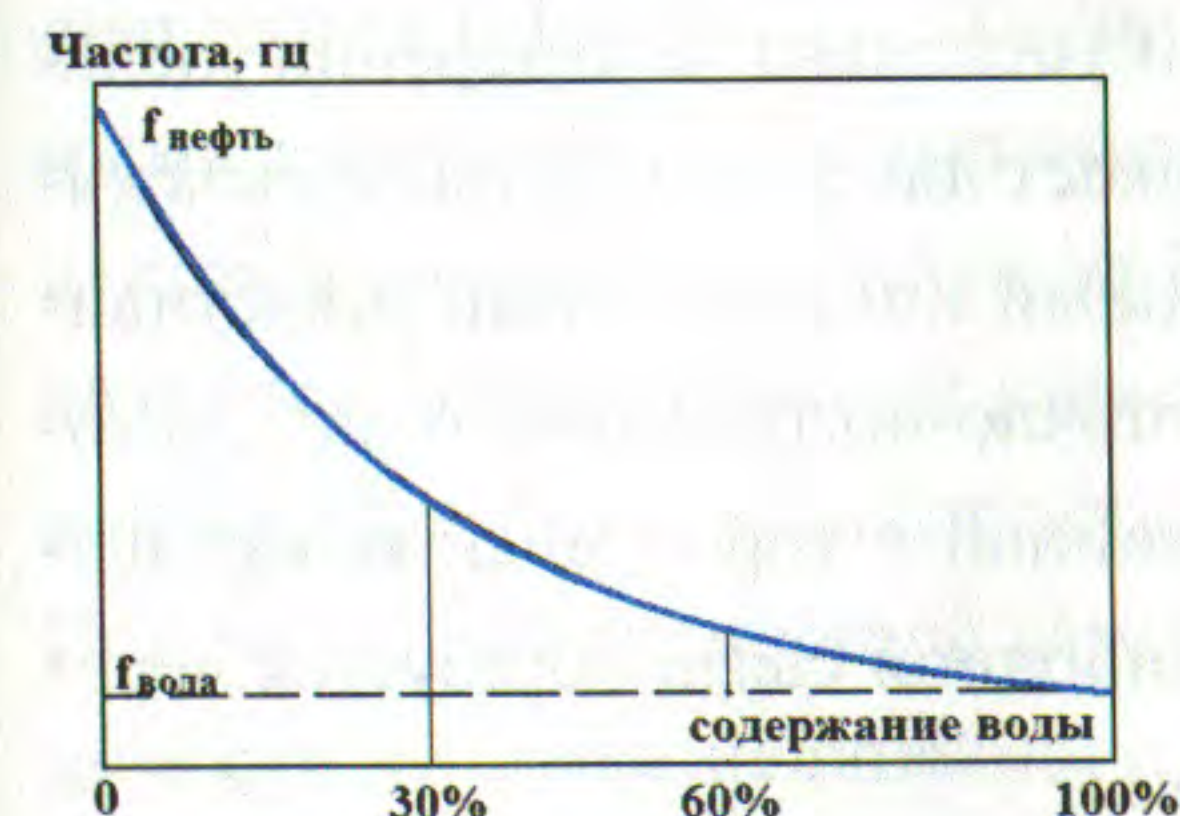


Рис. 2.27. Зависимость частоты выходного сигнала RC генератора, используемого в роли первичного преобразователя с датчиком влагомера

Как правило, датчик Вл используется как индикатор и не предназначен для количественных измерений. Это связано с трудностями калибровки датчика на эталонных жидкостях с заранее заданным влагосодержанием и значительным влиянием загрязнения датчика на результат измерения. При использовании датчика Вл следует иметь в виду, что он является локальным

датчиком и характеризует только ту область флюида, которая находится в чувствительной зоне датчика – между центральным электродом и корпусом прибора. Состав флюида, находящегося вне рабочей зоны, не оказывает влияния на величину выходного сигнала.



Токовый резистивиметр

Токовая резистивиметрия (одноэлектродная резистивиметрия на постоянном или переменном токе) используется лишь для установления типа движущейся в скважине смеси: гидрофильная или гидрофобная. Резкое различие удельных сопротивлений смесей этих двух типов позволяет проводить качественные измерения без тарировки прибора и определения истинных величин удельных сопротивлений.

К недостаткам таких датчиков следует отнести прежде всего влияние контактных разностей потенциалов на границе «датчик – среда» и окисной либо нефтяной пленки на результат измерения проводимости среды, что существенно ограничило применение метода в современной отечественной аппаратуре.

Индукционный резистивиметр

Индукционная резистивиметрия (ИР) основана на измерении удельной электрической проводимости жидкостной смеси в стволе скважины методом вихревых токов. Скважинный индукционный резистивиметр представляет собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух – возбуждающей и приемной – тороидальных катушек (рис. 2.28). Объемный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика.

Область применения индукционного резистивиметра:

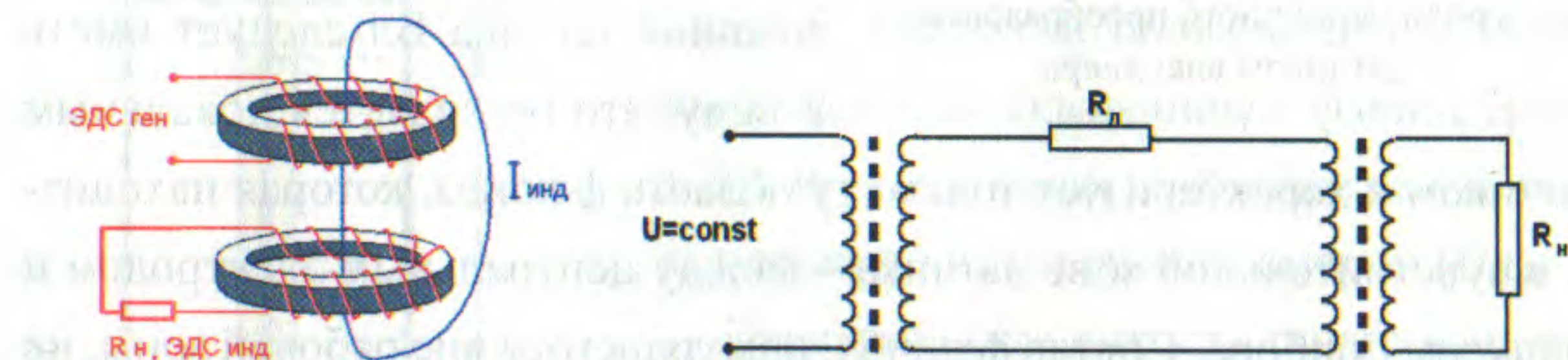


Рис. 2.28. Схема датчика индукционного резистивиметра и его эквивалентная схема:

R_n – сопротивление нагрузки, R_n – сопротивление среды

- диапазон измерения удельной электрической проводимости – 0,1–30 См/м;
- основная относительная погрешность – не более $\pm 5\%$;
- допустимый коэффициент нелинейности зависимости показаний от удельной электрической проводимости – не более $+5\%$;
- погрешность от изменений температуры – не более $+0,5\%$ на 10°C ;
- предельная чувствительность масштаба регистрации – 0,05 См/м на 1 см;
- модуль ИР комплексируют с другими модулями ГИС-контроля в единой сборке.

Первичную и периодические калибровки выполняют с помощью эталонировочного устройства, изготовленного в виде цилиндрического сосуда диаметром более 150 мм. Измерения выполняют в трех водных растворах хлористого натрия, проводимость которых находится в диапазонах 0,1–0,3; 1–3; 20–30 См/м. Сами растворы аттестуют прямыми измерениями электрической проводимости лабораторным кондуктомером с погрешностью не более $\pm 0,5\%$. Результатом калибровки являются градуировочные зависимости показаний прибора от удельной электрической проводимости (См/м) и минерализации воды (г/л). Источником погрешностей измерений удельной электрической проводимости является нелинейность чувствительности резистивиметра к температуре и напряжению питания. Учёт температурной поправки проводят с помощью палеточных зависимостей. Подготовка и проведение измерений должны выполняться в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

Ограничения метода связаны с одновременным влиянием на показания индукционного резистивиметра водосодержания, минерализации воды, гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяной смеси, температуры среды. Для гидрофобной смеси показания близки к нулевым значениям удельной электрической проводимости.



Основные недостатки метода – сильное влияние температурных полей на показания прибора и подверженность быстрому загрязнению центрального канала парафиносмолистыми отложениями.

Основные признаки определения состава флюида по данным резистивиметра и влагомера (рис. 2.29):

- Нефть, вода, газ и их смеси в стволе скважины различаются по величине удельного электрического сопротивления и диэлектрической проницаемости.
- Гидрофильная смесь (нефть в воде) характерна низким сопротивлением, близким к сопротивлению чистой воды.
- Гидрофобная смесь (вода в нефти) имеет высокое сопротивление, близкое к сопротивлению нефти.
- Водонефтяной раздел в стволе скважины отмечается резким уменьшением показаний резистивиметра и резким изменением показаний влагомера.

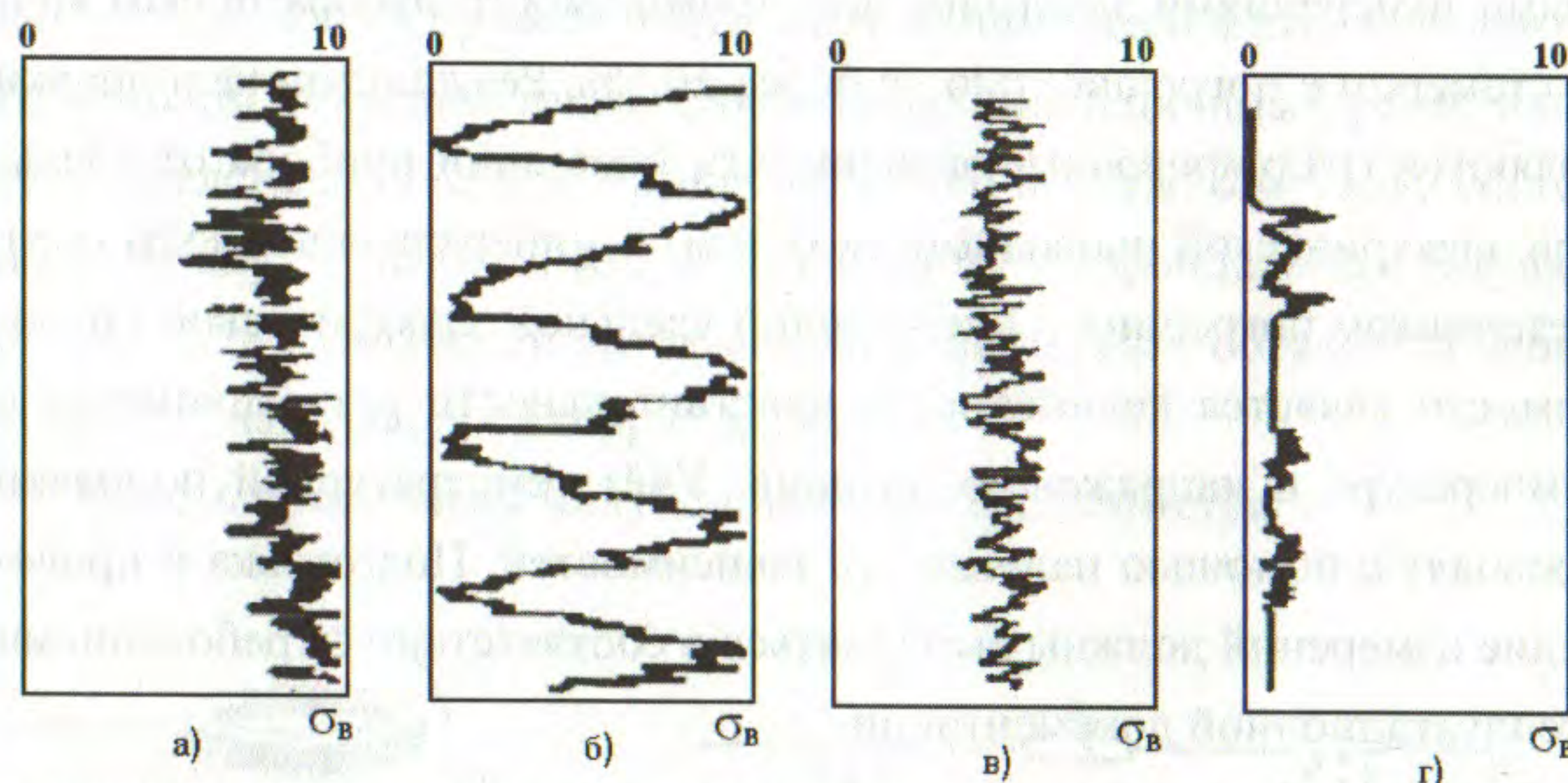


Рис. 2.29. Типичные диаграммы индукционного резистивиметра, регистрируемые в различных средах: а – гидрофильная; г – гидрофобная; б и в – переходный тип

§ 5. Методы привязки

Гамма-каротаж. Используется для привязки геофизического материала к литологическому разрезу скважины, определения интервалов с радиогеохимическим эффектом (РГЭ) и контроля за движением меченой жидкости при закачке изотопов.

Принцип работы метода основан на регистрации гамма-активности горных пород с использованием сцинтилляционного детектора и фотоэлектронного умножителя. Основой модуля ГК в скважинной аппаратуре является кристалл NaI (Th), размеры которого определяют разрешающую способность метода. (Более подробно метод ГК описан в томе 1 учебного пособия.)

Локация муфт. Используется для привязки диаграмм по глубине по положению муфтовых соединений колонны и НКТ; для отбивки глубины забоя; определения положений башмака колонны и низа НКТ; определения положения интервалов перфорации.

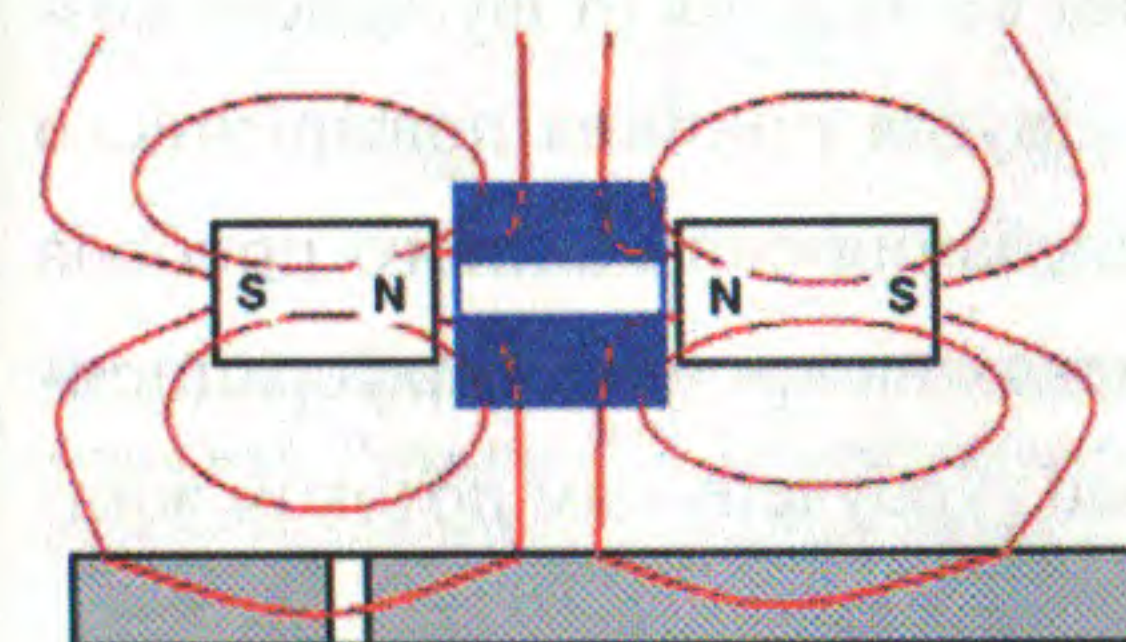


Рис. 2.30. Принципиальная схема магнитного локатора сплошности колонны

Рабочим датчиком служит магнитный локатор сплошности колонны (или локатор муфт – ЛМ), в котором используется искусственно создаваемое постоянное магнитное поле, взаимодействующее с окружающим металлом (рис. 2.30).

При движении ЛМ по стволу скважины любое изменение магнитных свойств металла колонны (отверстие, трещина, муфтовое соединение) приводит к искажению формы магнитных линий и вызовет возникновение ЭДС на измерительной катушке (рис. 2.31).

К сожалению, ЛМ не обеспечивает безусловного детектирования перфорационных отверстий в связи с ограниченным диапазоном охвата

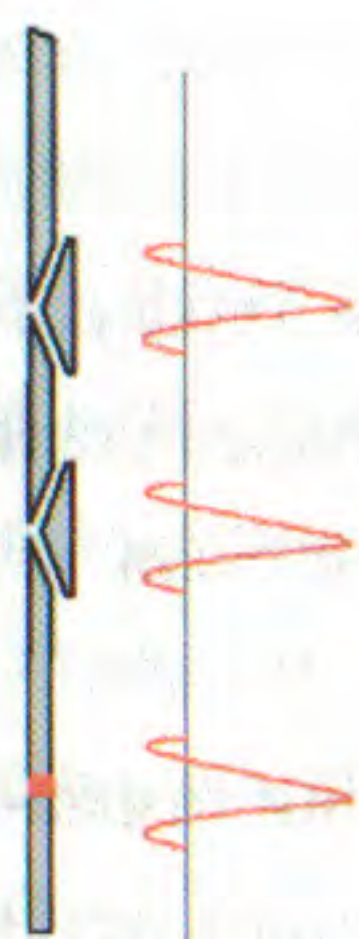


Рис. 2.31. Реакция магнитного локатора на муфтовые соединения

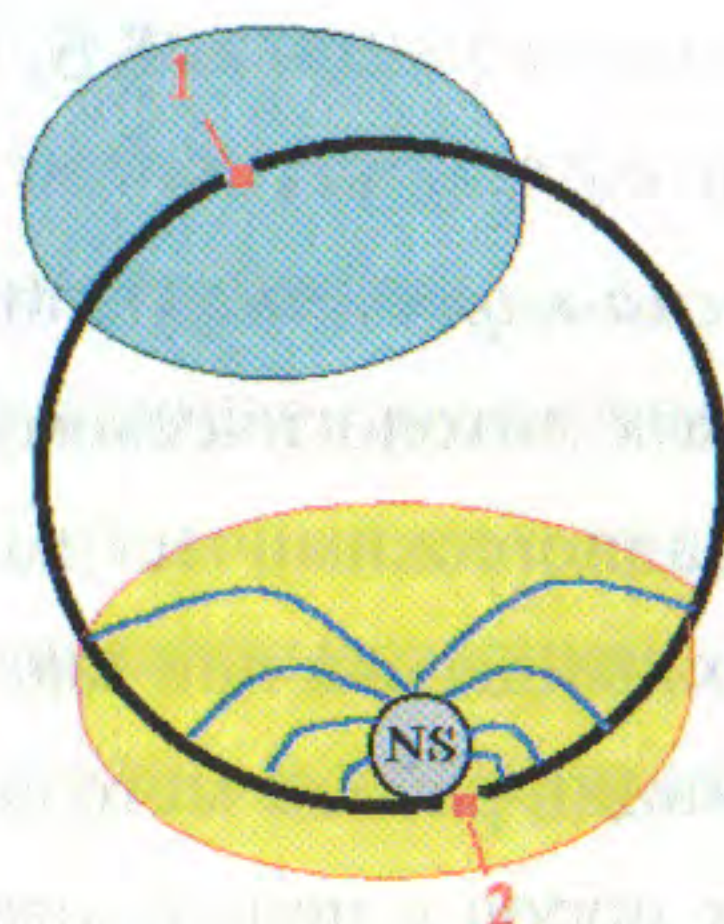


Рис. 2.32. Ограничения области охвата ЛМ в стволе скважины: 1 – перфорационное отверстие

по периметру (рис. 2.32) ввиду замыкания магнитных линий на близкую зону. В связи с этим, низка эффективность локатора муфт и при выделении продольных трещин в металле эксплуатационной колонны.

В большинстве случаев выделение интервалов перфорации колонны в виде повышенного уровня шумов (рис. 2.33), происходит в связи с изменением радиуса колонны за счет ее вздутия от фугасного воздействия кумулятивного перфоратора. Другая причина повышенного уровня шумов в зоне перфорации – колебания скважинного прибора относительно стенки скважины при зацепах на кромках перфорационных отверстий или колебания, вызванные турбулентным потоком жидкости.

Акустическая шумометрия – дополнительный метод, используемый в комплексе с традиционными методами при неоднозначном заключении по ним. Целесообразно использовать для диагностики технического состояния скважины (особенно в интервале кондуктора и многоколонных систем) для локализации ЗКЦ; определения мест нарушения герметичности колонны, определения притоков жидкости и газа в скважину. Основной способ применения – поточечная регистрация интенсивности шумов в действующей и остановленной скважине.

Режим измерения на протяжке используется в исключительных случаях при высоком уровне шумов, сопровождающем интенсивный приток газа или воды в скважину.

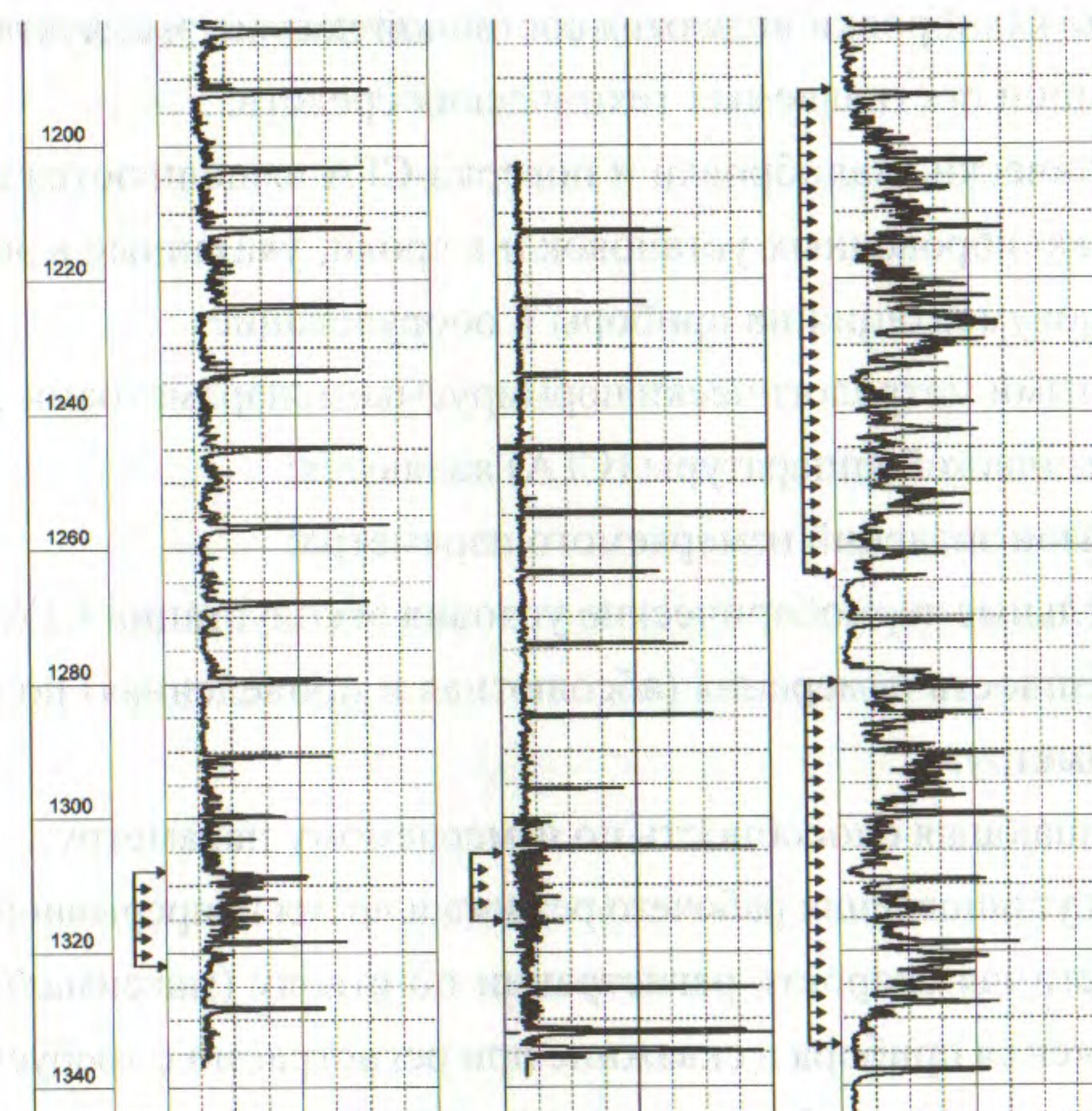


Рис. 2.33. Пример работы канала локатора муфт аппаратуры АГАТ К-9 в скважинных условиях. Реакция ЛМ на перфорационные отверстия проявляется хаотичными всплесками. Исходная информация прошла детектирование и представлена в однополярном виде встроенным преобразователем

§ 6. Метрологическое обеспечение скважинной аппаратуры и средств регистрации данных

К проведению скважинных исследований допускают только каротажные станции и скважинные приборы (далее СГА), прошедшие калибровку или поверку в метрологической службе геофизическо-



го предприятия или другого юридического лица, аккредитованной на право проведения калибровочных и поверочных работ с техническими средствами ГИС. Первичную калибровку выполняет изготовитель, и результаты калибровки являются составной частью эксплуатационной документации поставляемых технических средств.

Периодические калибровки и поверки СГА выполняются с использованием калибровочных установок и в сроки, указанные в эксплуатационной документации на приборы и оборудование.

Основными метрологически нормируемыми параметрами скважинной геофизической аппаратуры (СГА) являются:

- диапазон значений измеряемого параметра;
- предельные термобарические условия эксплуатации СГА;
- погрешность измерения (абсолютная и приведенная) по измеряемому параметру;
- разрешающая способность по измеряемому параметру;
- время установления рабочего режима и время непрерывной работы;
- допустимая скорость регистрации по стволу (максимальная скорость движения прибора в скважине при регистрации с требуемым шагом квантования по глубине или по времени).

Для любого метода ГИС могут регламентироваться дополнительные нормируемые характеристики, определяемые дополнительными требованиями к качеству материалов и технологии измерений.

Технической основой метрологического обеспечения (МО) скважинных термометров, манометров и расходомеров являются поверочные установки, позволяющие воспроизводить температуру, давление или расход жидкости (или газа). В основу МО скважинных влагомеров, плотномеров и резистивиметров положены стандартные образцы состава жидкости (водонефтяная эмульсия, жидкости различной плотности, водный раствор хлористого натрия различной концентрации).

Калибровку скважинных термометров, манометров и расходомеров

выполняют, сличая их с образцовым термометром, манометром и расходомером соответственно, а калибровку влагомеров, плотномеров и резистивиметров – методом прямых измерений физических величин, воспроизводимых стандартными образцами.

ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ДЛИТЕЛЬНО ПРОСТАИВАЮЩИХ СКВАЖИН

§ 1. Задачи, решаемые в простаивающих скважинах

Простаивающие скважины по решаемым задачам разделяются на следующие группы.

А – скважины с «невозмущенным» полем:

- скважины контрольные, с длительным сроком выстойки, не имеющие перфорации, обсаженные и цементированные во всем интервале глубин;
- скважины пьезометрические, со сроком выстойки, достаточным для расформирования эксплуатационных эффектов;
- скважины, вышедшие из бурения и находящиеся в длительном ожидании бригады освоения.

Б – скважины с остаточными температурными возмущениями:

- скважины, остановленные в ожидании капитального ремонта;
- скважины, вышедшие из эксплуатации и подлежащие ликвидации по различным причинам;
- прочие скважины, длительное время не участвующие в эксплуатации.

Первая группа скважин наиболее важна для описания геотермического поля месторождения, контроля текущего температурного режима и решения задач по контролю методами наблюдения за текущим температурным режимом месторождения.

По результатам исследования второй группы скважин принимается

решение о техническом состоянии самой скважины, текущем значении пластового давления в данной точке, наличии внутриколонных или заколонных перетоков в интервалах пластопересечения.

В общем случае решаемые задачи можно сформулировать следующим образом:

- определение абсолютных значений средних температур и градиентов температур на опорных глубинах;
- определение текущего значения пластового давления эксплуатируемого пласта, вскрытого скважиной;
- определение исходного и текущего температурного поля по месторождению, расчет величины глубинных тепловых потоков в районе месторождения и сопредельных регионах;
- оценка технического состояния скважины и прискважинной зоны, выделение внутриколонных и заколонных перетоков и проницаемых пластов с активной гидрогеологией;
- выделение интервалов и зон, охваченных тепловым воздействием за счет закачки горячего/холодного теплоносителя.

Помимо этого, скважина, не имеющая перфорации или перфорированная, но находящаяся вне зоны активной эксплуатации и не подверженная резким колебаниям давления эксплуатируемого пласта, может быть использована в качестве опорного термостата для стандартизации и поверки скважинных термометров и манометров.

§ 2. Методика проведения исследований

Здесь очень важны требования для температурных исследований, поскольку зарегистрированные распределения являются основой для последующих температурных измерений при различных режимах работы скважины. Для исследования простаивающих скважин с целью



решения геотермических задач следует использовать исключительно метрологически поверенную аппаратуру с погрешностью измерения абсолютной температуры не хуже 0,5 К и высокой стабильностью показаний в течение контрольного времени между поверками. Использование не поверенной и нестабильной аппаратуры исключает получение качественной информации.

Все замеры в простаивающей скважине проводятся на спуске со скоростью не более 900 м/час первым проходом. Контрольный замер проводится на подъеме с той же скоростью, однако при этом возможно некоторое искажение температуры за счет перемешивания жидкости в скважине каротажным кабелем и корпусом прибора.

При затрудненном спуске прибора за счет посадок в сильно наклонных или грязных скважинах основным следует считать замер на подъеме. В интервалах с повышенным градиентом температур и в зоне с температурными аномалиями скорость регистрации следует снижать до 600 м/час и менее. Качество замера и чистота датчика температуры проверяется в скважинных условиях путем кратковременной остановки прибора для оценки тепловой инерции.

Данную операцию рекомендуется проводить на спуске и на подъеме, что позволит оценить не только степень загрязненности датчика, но и погрешность измерения абсолютной температуры, обусловленную движением прибора.

§ 3. Восстановление первоначального геотермического поля месторождения

Первичная обработка результатов температурных исследований простаивающих скважин с целью построения сводной геотермограммы сводится к выбраковке термограмм с явным нарушением гермети-

ческого распределения. В дальнейшем все отобранные термограммы приводятся к шкале абсолютных глубин с учетом кривизны и альтитуды скважины.

Для отбраковки скважины с недостаточным сроком выстойки после термического возмущения предлагается таблица 3.1.

Таблица 3.1

Необходимое время выстойки скважин после теплового воздействия.

**Значение температуропроводности горных пород $\alpha \cong 10^{-6} \text{ м}^2/\text{сек}$,
пороговое значение температурной погрешности $\Delta T_{\text{пор}} = 0,2 \text{ К}$**

Время воздействия	5 сут	1 мес	1 год	5 лет	10 лет
T воздействия (К)	Время выстойки				
1,0	3 сут	11 сут	2 мес	7,5 мес	14 мес
4,0	15 сут	4,5 мес	18 мес	6 лет	15 лет
10,0	40 сут	5 мес	3,5 года	15 лет	30 лет
20,0	90 сут	8 мес	7 лет	30 лет	50 лет

Расчет сводной геотермограммы по месторождению проводится по следующему алгоритму:

- расчет средних значений градиентов температуры по серии скважин с исключением выбросов и грубых погрешностей;
- расчет свободной термограммы по средним значениям интервальных градиентов температуры с коррекцией наклона кривой по реперным точкам;
- расчет допустимого интервала (коридора) колебаний абсолютной температуры на месторождении с учетом структуры залегания и местоположения скважины.

Для выполнения такого расчета необходимо как минимум пять качественных термограмм при спокойном залегании горных пород. При переменной мощности отложений или наклонном залегании пластов



расчет средних градиентов ведется по литологическим единицам, характеризующимся стабильными теплофизическими параметрами. В этом случае построение сводной термограммы по месторождению теряет смысл, а следует вести речь о сводной градиентограмме. Ожидаемую на конкретном участке месторождения термограмму следует рассчитывать индивидуально с учетом мощности фации и абсолютных значений температуры на забое и устье скважины.

При отсутствии достаточного числа простаивающих скважин с установившимся тепловым равновесием характер теплового поля месторождения может быть описан по результатам единичных измерений в 2–3 скважинах с заведомо ненарушенным термогидродинамическим режимом. При этом одна из скважин должна находиться внутри контура нефтеносности, а другая – за пределами эксплуатируемого участка, желательно за линией нагнетательных скважин. Такое расположение скважин позволяет оценить диапазон изменения температуры на опорных глубинах и в пределах месторождения. Выбранные скважины должны перекрывать весь интервал глубин, охваченных эксплуатацией, иметь чистый забой и герметичную колонну обсадных труб (за исключением интервала перфорации). Допустимо искусственное сглаживание термоаномалий в интервале эксплуатируемых пластов, пересекаемых скважиной.

На рис. 3.1 приведен пример сводной геотермограммы одного из месторождений Башкирии и температурного профиля, построенного вдоль контура нефтеносности. По результатам исследований оценено изменение температуры на опорных глубинах, которое не превышает 0,5 К, и прослеживается снижение линий изотерм при переходе от скв. 6006 к скв. 93, совпадающее по форме с изменением глубины залегания пластов (пунктирная кривая). Общее количество простаивающих скважин превышает 20 единиц, а площадь месторождения – около 50 км². Признаны годными для восстановления сводной геотермограммы по условиям, определенным выше, 9 скважин.



Рис. 3.1. Сводная геотермограмма и температурный профиль одного из месторождений Башкирии

Пример восстановления геотермического распределения на длительно эксплуатируемом месторождении при недостатке исследованных скважин приведен на рис. 3.2. Термограммы в скв. 307 и 409 зарегистрированы метрологически поверенной аппаратурой при достаточном времени выстойки. Сква. 41 и 992 исследованы производственными партиями при недостаточном времени выстойки и при низком уровне метрологического обеспечения.

Сква. 307 – контрольная – находится в зоне интенсивной разработки месторождения, не перфорирована, имеет длительный срок выстойки после бурения. На термограмме отсутствуют температурные аномалии как в интервале разрабатываемых пластов, так и в зоне пресных и опресненных водных горизонтов (0–450 м). Интервал глубин, пройденный скважиной, полностью перекрывает основные эксплуатируемые и водоносные пласты. Уровень жидкости в скважине отмечается на глубине около 100 м.



Скв. 409 находится на значительном удалении от зоны эксплуатации месторождения за контуром нагнетательных скважин. Температурное поле в скважине не нарушено и находится в тепловом равновесии с окружающими породами. Уровень жидкости ($H = 35$ м) позволяет проследить температурное поле во всем интервале глубин.

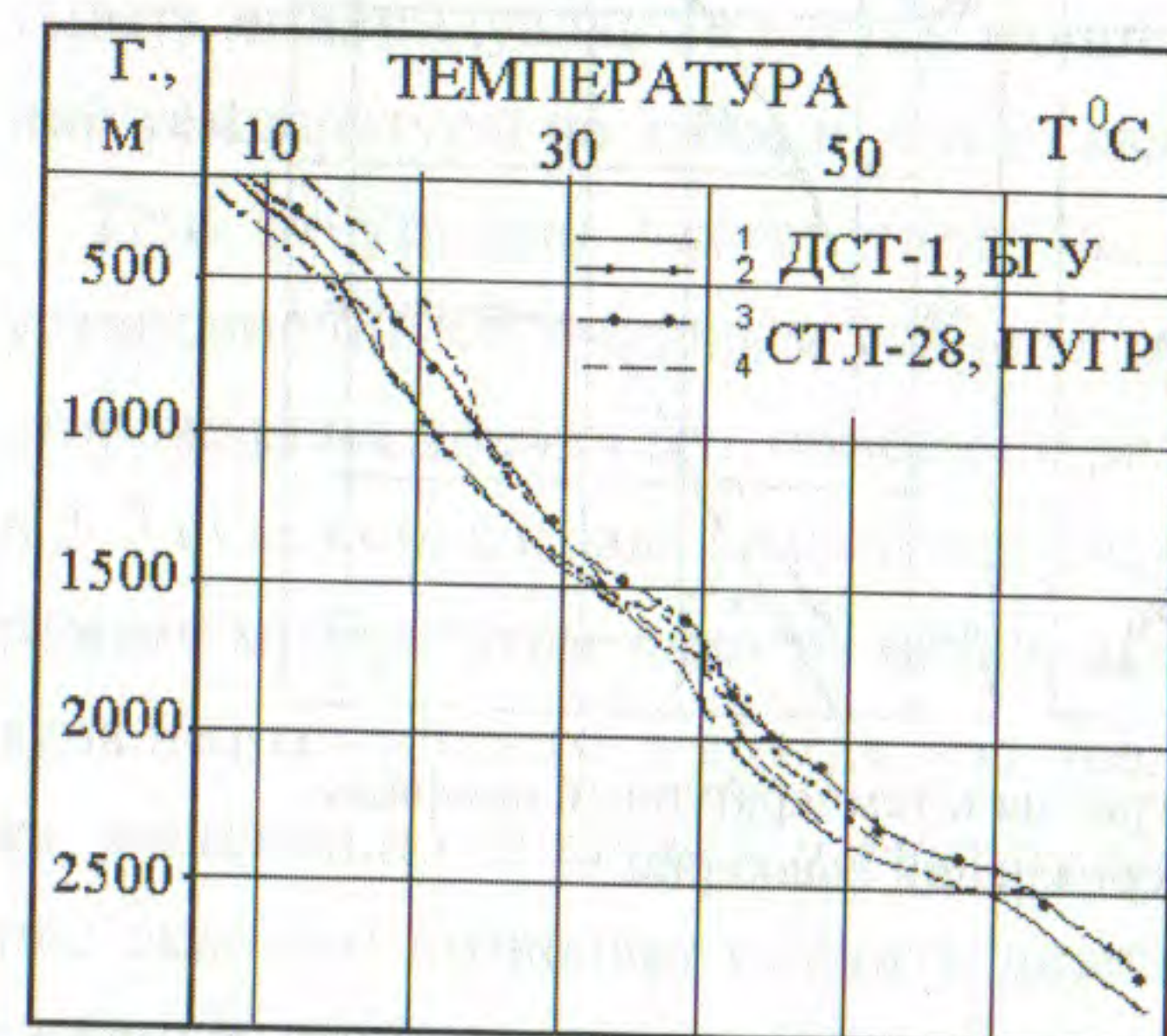


Рис. 3.2. Пример проведения геотермических исследований.

Шифр кривых: 1 – скв. 409; 2 – скв. 307; 3 – скв. 41; 4 – скв. 992. Сква. 409 и 307 исследованы метрологически поверенной аппаратурой ДСТ-1 (БашГУ), скв. 41 и 992 – в производственном режиме аппаратурой СТЛ-28

пустимый интервал изменения температуры горных пород на месторождении.

Сопоставление термограмм по скв. 41 и 992 с предыдущим исследованием позволяет выделить ряд особенностей теплового поля скважины. Учитывая среднегодовое значение температуры на поверхности, наблюдаемое в регионе (около 7°C), отмечаются заниженное (скв. 41) и завышенное значения (скв. 992) температуры в верхних интервалах. Это расхождение связано либо с процессом эксплуатации месторождения, либо с очень низкой точностью градуировки термоме-

Сопоставление термограммы по скв. 409 и 307 после приведения к абсолютной глубине показывает высокую степень корреляции градиентов температуры при расхождении абсолютных температур на 2–3 К. Последнее объясняется геологической особенностью месторождения и естественным повышением изотермических поверхностей над куполом месторождения. Полученный коридор естественной температуры можно принять за до-

тра. Температурные аномалии в нижних горизонтах по скв. 41 и 992 приурочены к проницаемым пластам и являются результатом нарушения термогидродинамического равновесия на месторождении и горизонтального движения пластовых вод.

§ 4. Решения нефтепромысловых задач в простаивающих скважинах по результатам температурных исследований

Нередко единственный замер в длительно простаивающей скважине позволяет решить достаточно сложную задачу по оценке технического состояния как самой скважины, так и состояния пластов-коллекторов, пересеченных скважиной без применения дополнительных исследований. Для этого очень важным является наличие сводной геотермограммы по площади. Ниже приведены примеры практической реализации, демонстрирующие возможности термометрии в длительно простаивающих скважинах.

На рис. 3.3 приведены термограммы, зарегистрированные в пьезометрических скважинах одного из месторождений Башкирии, по которым отчетливо видно расхождение регистрируемой термограммы и геотермического распределения в значительном интервале глубин.

На левом рисунке наблюдается практически полное совпадение сводной геотермы и регистрируемой температуры в интервале от устья до 400 м абсолютной глубины, что говорит о длительной выстойке скважины. Однако ниже 400 м регистрируемая термограмма существенно отличается от геотермического распределения, что является признаком заколонного перетока из верхнего высоконапорного пласта в нижерасположенный эксплуатируемый, где давление снижено за счет разработки. На правом рисунке наблюдается картина, характерная для перетока с глубины 850 м вверх с выходом в пресноводные горизон-

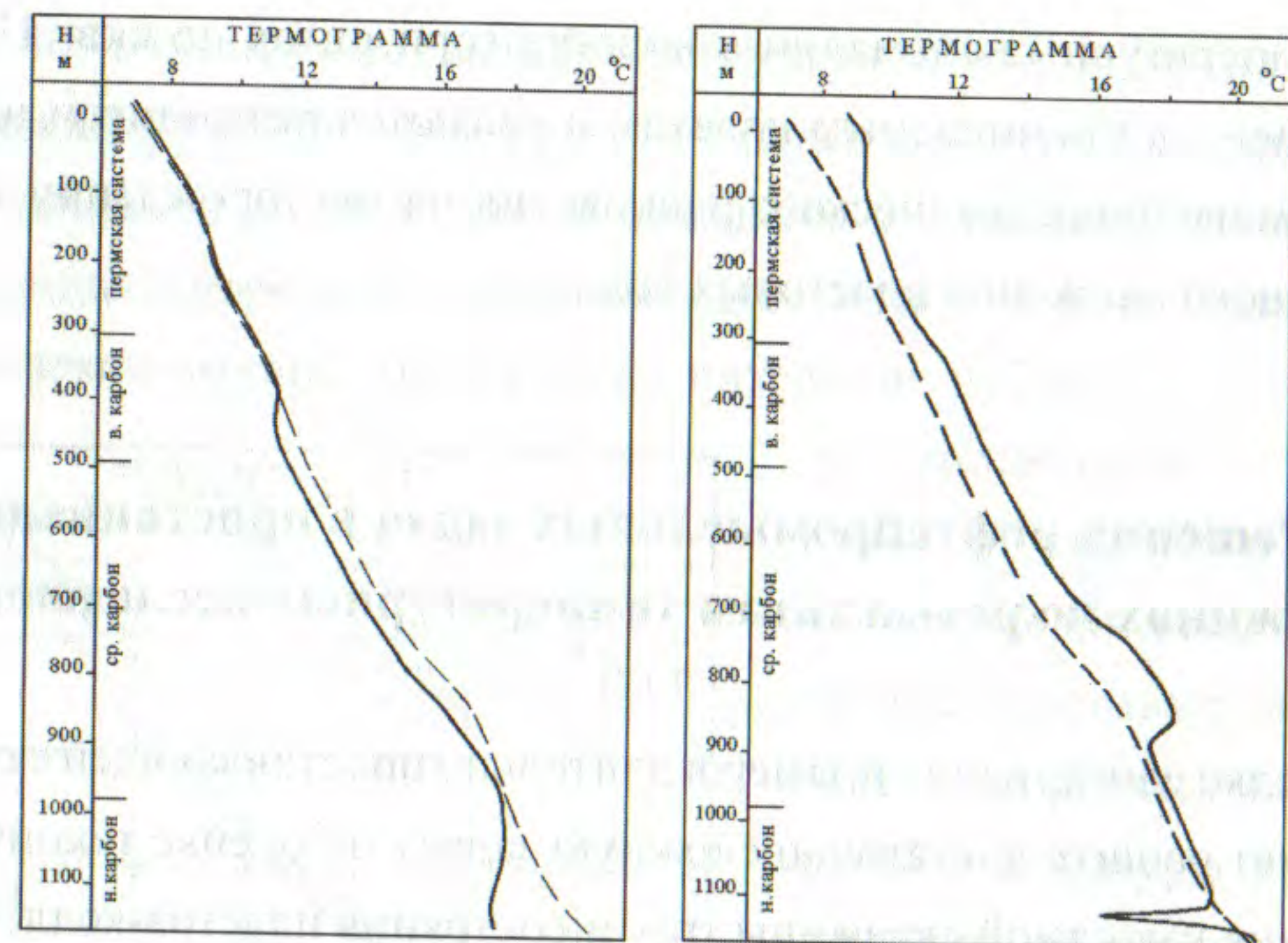


Рис. 3.3. Признаки заколонных перетоков в длительно простаивающей скважине, выделенные по сопоставлению зарегистрированной термограммы со сводной геотермой. Сводная геотерма нанесена пунктирной кривой

ты. Интервал эксплуатируемого пласта проявляется глубокой аномалией охлаждения за счет закачки холодной воды для поддержания пластового давления.

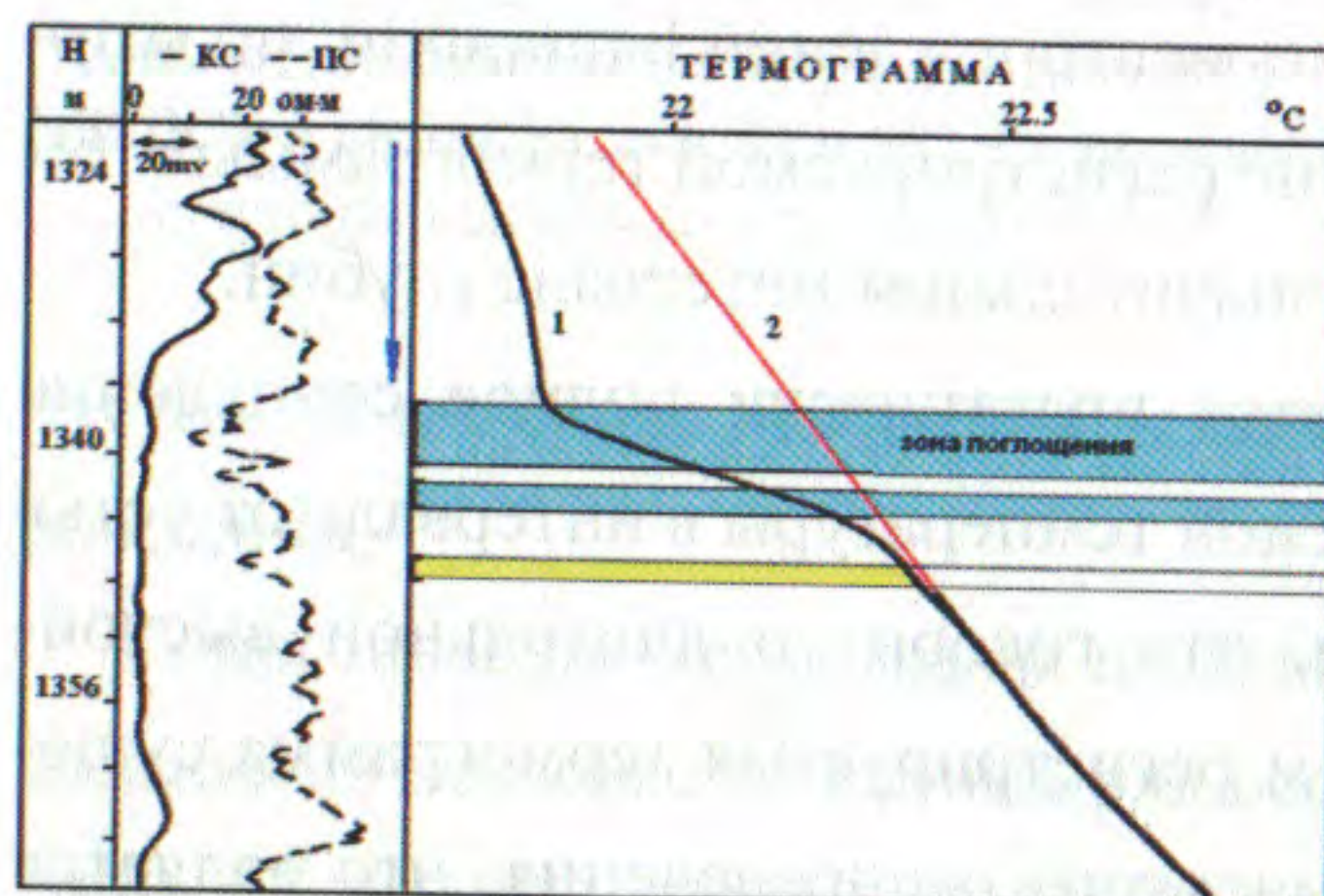


Рис. 3.4. Выявление заколонного перетока в простаивающей скважине из верхнего неперфорированного пласта в эксплуатируемый нижний: 1 — текущее распределение температуры; 2 — восстановленное геотермическое распределение

верхних интервалов, сделанное по результатам сопоставления регистрируемой фоновой температуры и восстановленной геотермы.

Пример выделения промытой зоны многопластовой системы, эксплуатируемой единым фильтром, приведен на рис. 3.5. Как видим,

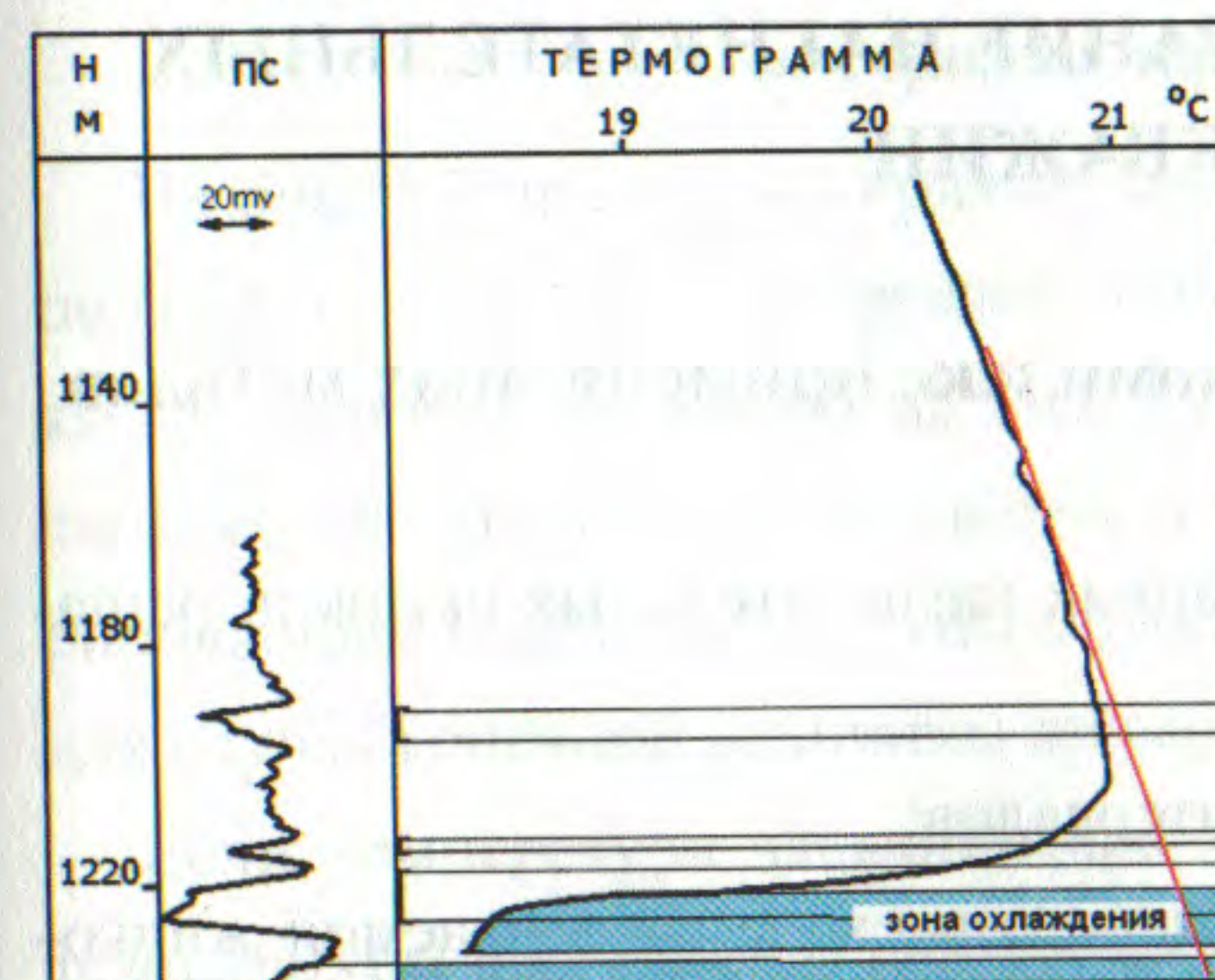


Рис. 3.5. Пример выделения промытого пласта по результатам температурных исследований в длительно простаивающей скважине

нижние интервалы, имеющие более высокую проницаемость, существенно охлаждены за счет прорыва закачиваемой воды, тогда как верхний пропласток менее выработан и его температура близка к геотермической.

Результаты исследования длительно простаивающих скважин обеспечивают возможность восстановления геотермического поля и построение сводной геотермограммы. Сопоставление геотермического распределения с регистрируемым в простаивающих скважинах существенно облегчает решение комплекса промысловых задач и повышает достоверность выдаваемых заключений.

ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

§ 1. Решаемые задачи и комплекс применяемых методов

При геофизических исследованиях нагнетательных скважин решаются следующие задачи:

- выделение принимающих интервалов;
- оценка общего и поинтервального расхода закачиваемой жидкости;
- оценка технического состояния эксплуатационной колонны и скважины в целом.

С целью решения поставленных задач исследования проводятся в длительно работающей скважине, после остановки и в режиме кратковременной закачки.

Основные методы, регистрируемые в нагнетательных скважинах: термометрия, расходомерия механическая и термокондуктивная, ГК, ЛМ. В качестве дополнительного метода возможно применение акустической шумометрии АШ.

Для корректной интерпретации получаемых результатов необходимо знать физические процессы, идущие в самой скважине и в окоскважинном пространстве. Интерпретация данных расходомерии обычно не вызывает затруднений. Наиболее сложным и информативным методом здесь является термометрия.

§ 2. Формирование температурных полей в нагнетательных скважинах

Распределение температуры по стволу скважины выше интервала перфорации

На рис. 4.1 приведены кривые, отображающие распределение температуры в стационарном режиме выше интервала перфорации при закачке и после смены режима закачки на излив при исправном техническом состоянии скважины и отсутствии движения воды по неперфорированным пластам. Отметим характерные особенности этих кривых для случая конечной величины приемистости и дебита излива.

Если температура закачиваемой жидкости выше геотермической температуры на устье, то первоначально наблюдается процесс охлаждения. Процесс теплоотдачи идет до тех пор, пока температура закачиваемой воды не сравняется с температурой окружающих горных пород. При дальнейшем увеличении глубины процесс теплообмена меняет знак на противоположный, и начинается разогрев закачиваемой

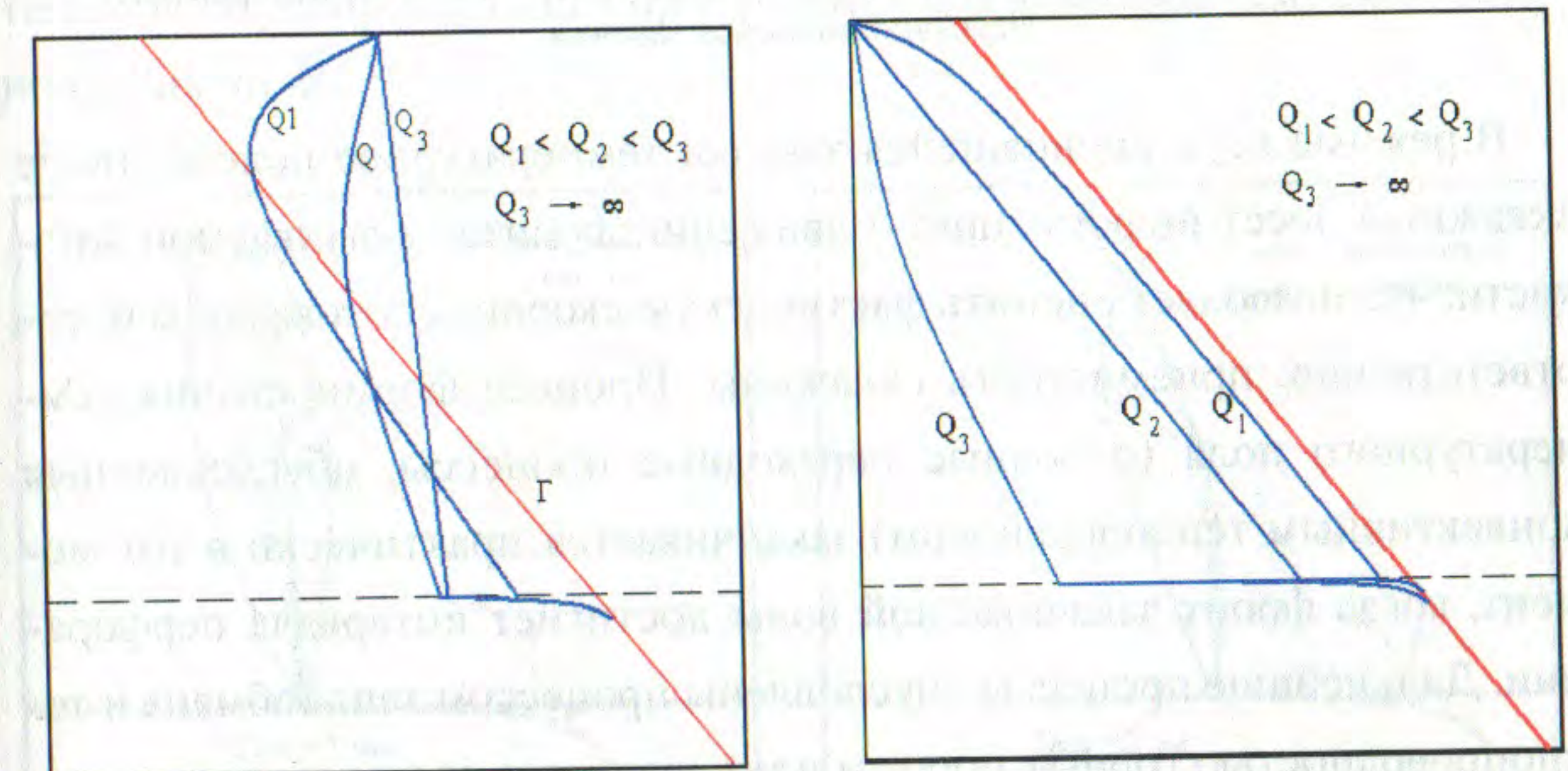


Рис. 4.1. Распределение температуры вдоль ствола длительно работающей нагнетательной скважины при различных расходах Q_i и начальной температуре закачиваемой жидкости



жидкости за счет теплопередачи от горных пород. Градиент температуры выше и ниже точки инверсии зависит от массового расхода.

В том случае, если температура закачиваемой воды изначально ниже температуры пород на устье, процесс закачки всегда сопровождается разогревом и температура воды с увеличением глубины только повышается.

Температурное поле в начальный период закачки существенно отличается от квазистационарного и имеет следующие особенности.

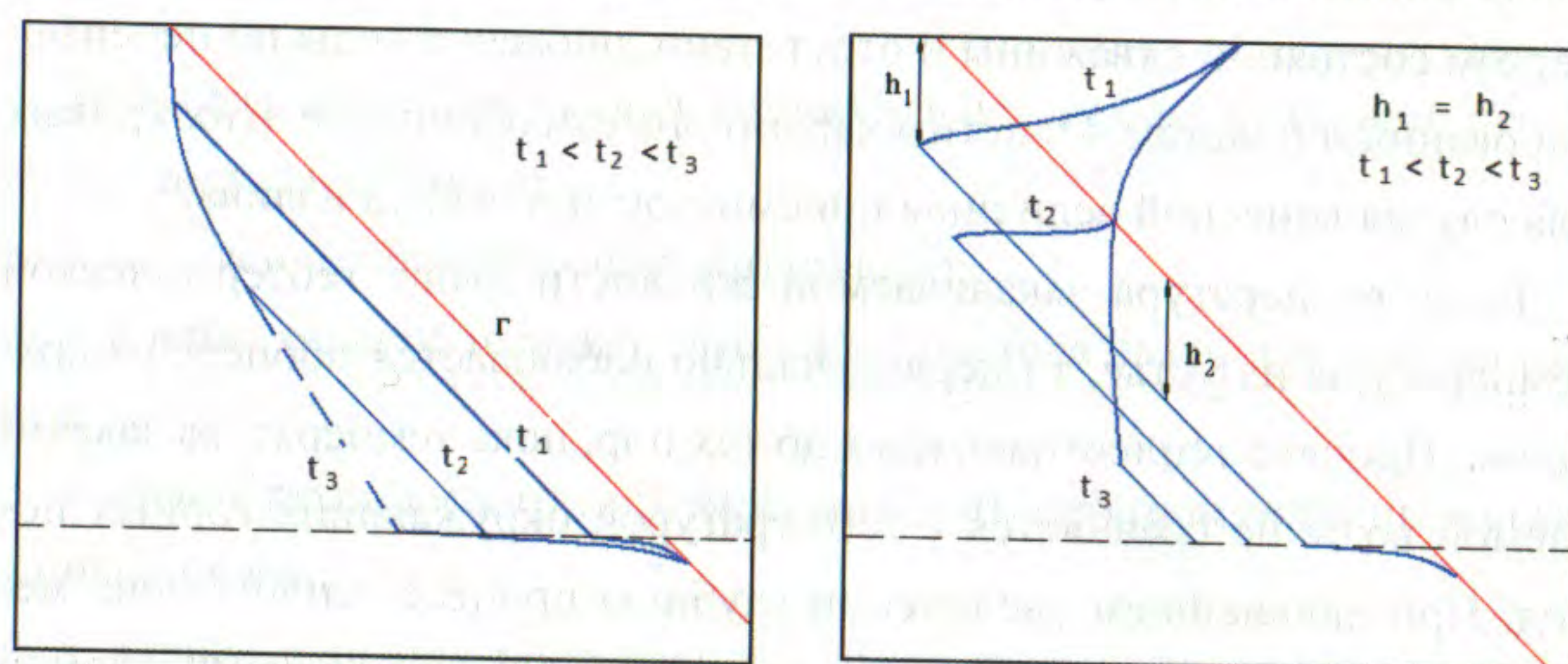


Рис. 4.2. Температурное поле в стволе нагнетательной скважины в режиме неустановившейся закачки

В режиме неустановившейся закачки температурное поле в стволе скважины несет информацию о движении фронта закачиваемой жидкости, что позволяет оценить фактическую скорость потока воды и, соответственно, приемистость скважины. Процесс формирования температурного поля (основные переходные процессы, обусловленные конвективным теплопереносом) заканчивается практически в тот момент, когда фронт закачиваемой воды достигнет интервала перфорации. Дальнейшие процессы обусловлены процессом теплообмена и теплопроводностью горных пород и идут значительно медленнее.

Температурное поле в кратковременно остановленной нагнетательной скважине определяется процессом кондуктивного восстановления

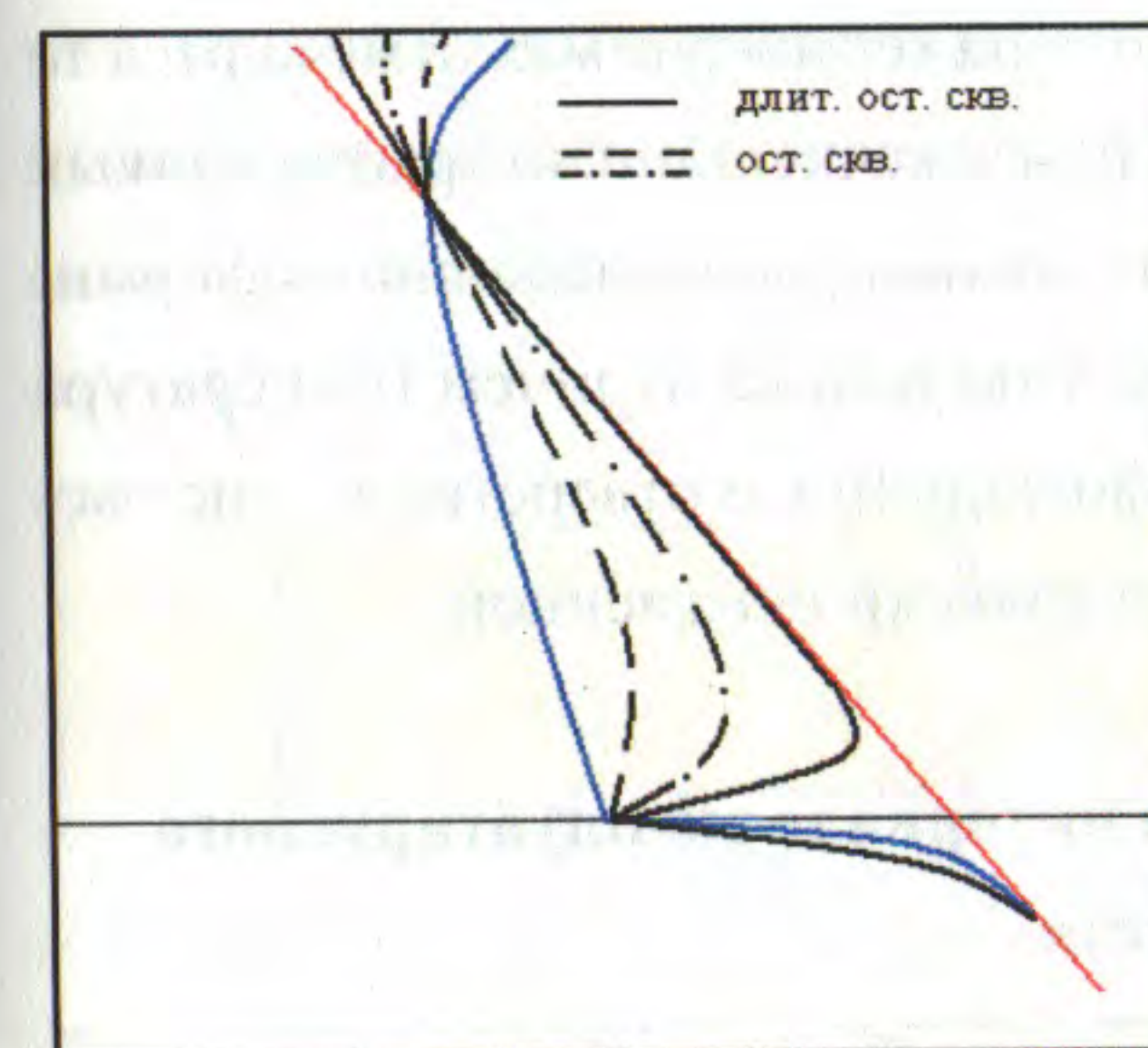


Рис. 4.3. Температурное поле в нагнетательной скважине после остановки

идет процесс восстановления. Причем в первое время на температурной кривой будут отчетливо выделяться пласты с различным коэффициентом температуропроводности. Там, где температуропроводность породы выше (карбонаты, песчаники), темп восстановления температуры также выше, а интервалы глин с низким значением коэффициента температуропроводности проявляются пониженным темпом восстановления поля.

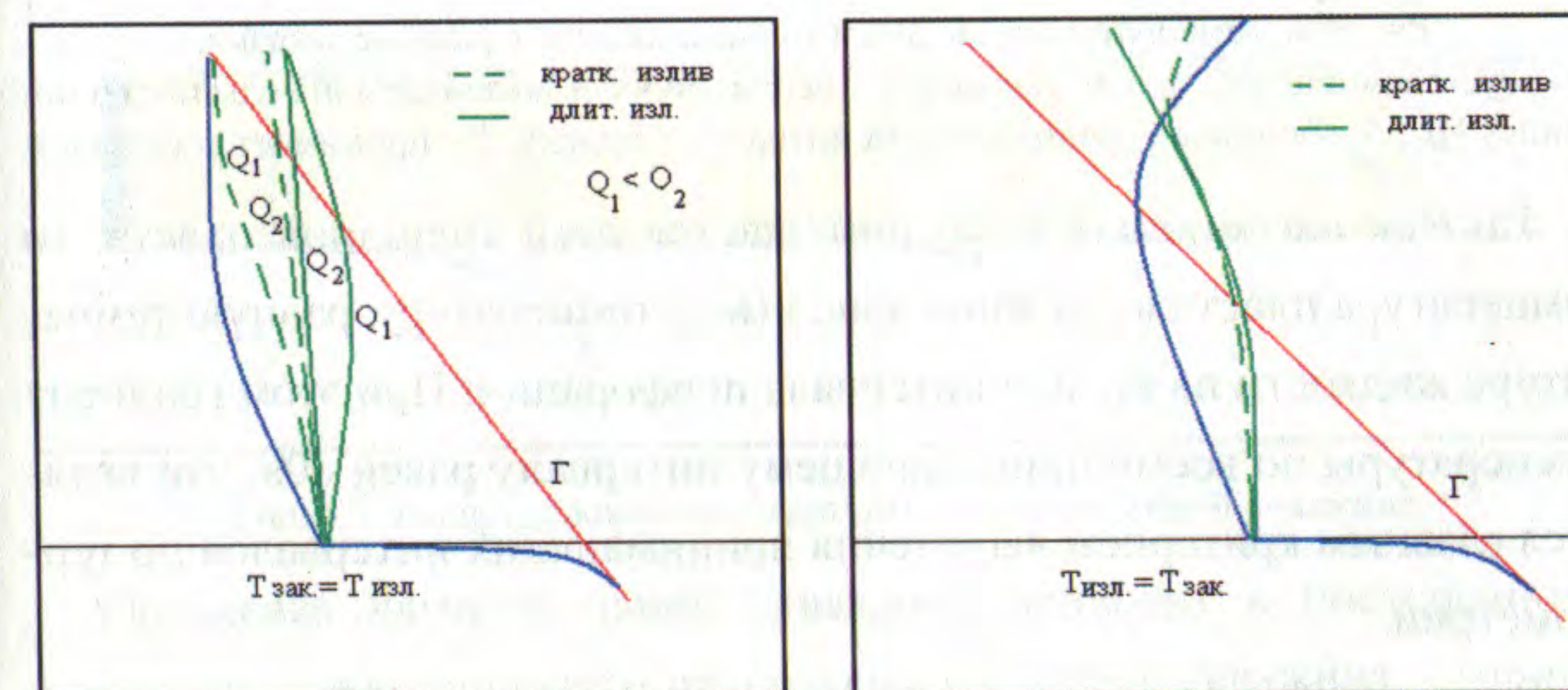


Рис. 4.4. Температура в стволе нагнетательной скважины в режиме излива



В режиме кратковременного излива на термограммах отмечаются те же характерные особенности, что и при закачке. Конфигурация кривых температуры определяется первоначальным распределением, сформировавшимся в режиме закачки, и дебитом излива. При этом температура жидкости, поступающей через перфорационные отверстия в зоне эксплуатируемого пласта, остается практически неизменной.

Распределение температуры в интервале эксплуатируемого пласта

В технически исправной и длительно работающей скважине температурное поле в интервале пласта имеет вид, представленный на рис. 4.5 (4).

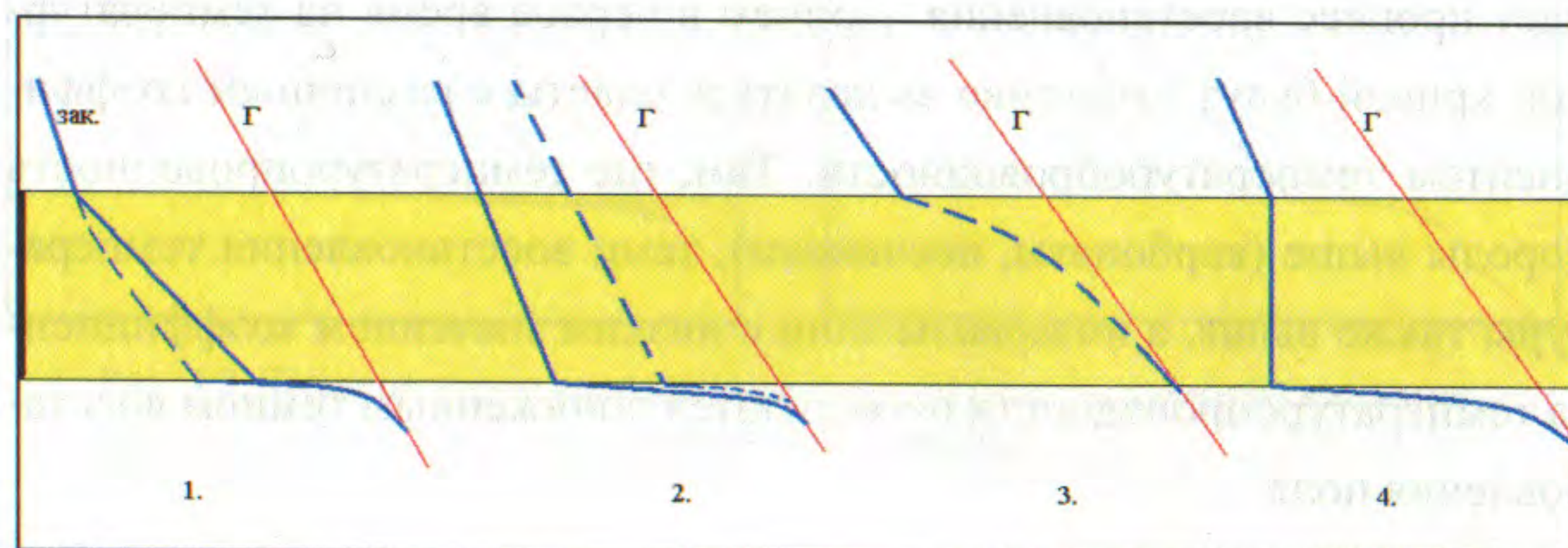


Рис. 4.5. Температурное поле в интервале пласта в режиме закачки.

1 – неустановившийся режим закачки, 2 – основной уход закачиваемой воды идет в подошву ИП, 3 – основной принимающий интервал – кровля, 4 – принимает весь пласт

Так как нагнетаемая вода поглощается всей толщиной пласта, то температура пласта в ближней зоне имеет температуру, равную температуре жидкости на кровле интервала перфорации. При этом градиент температуры по всему принимающему интервалу равен «0», что является главным критерием выделения принимающих интервалов по термометрии.

В том случае, если принимает подошва или кровля ИП, температурное поле принимает вид, отраженный на рис. 4.5 (2) и (3).

Позиция 1 характерна для неустановившегося режима закачки. При этом основной и контрольный замер могут существенно отличаться.

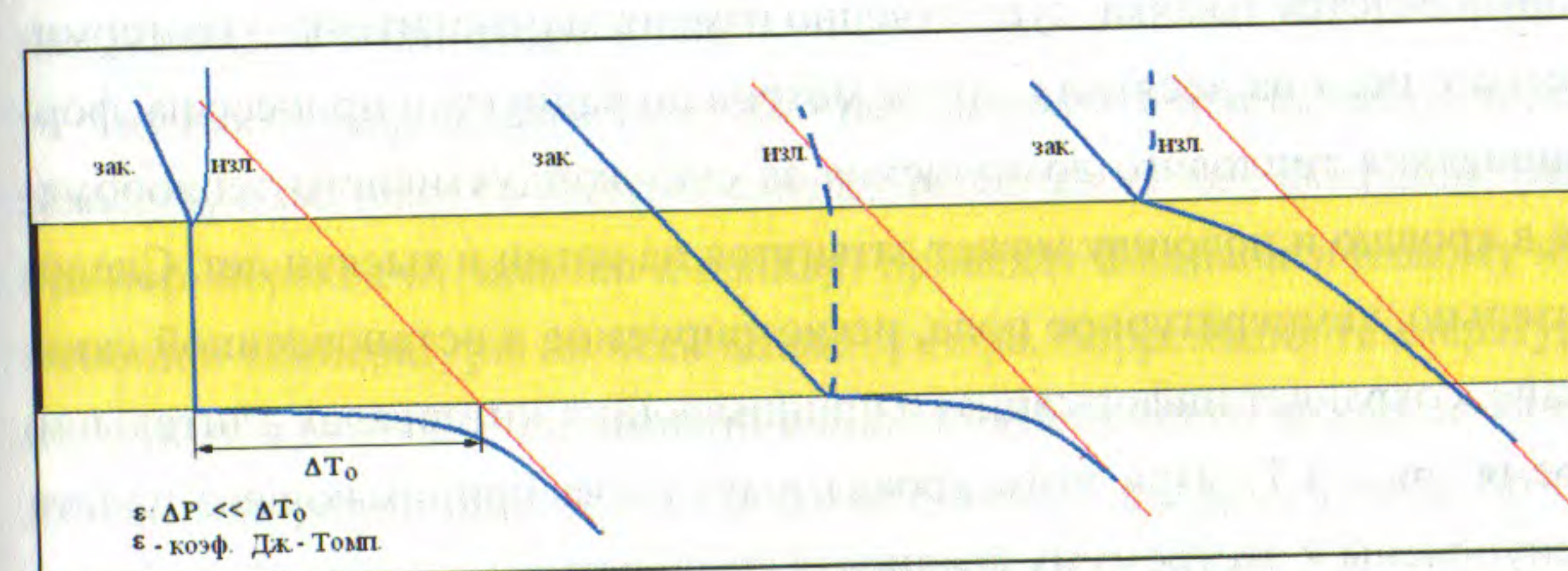


Рис. 4.6. Температурное поле в интервале пласта при переходе с закачки на излив

При переходе нагнетательной скважины с режима закачки на излив происходит смена направления движения жидкости и перераспределение температурного поля в стволе скважины. На рис. 4.6 представлены ситуации, наблюдаемые сразу после смены режима, когда работает весь пласт, работает подошва или кровля пласта. В интервалах, где отсутствует движение жидкости, температурное поле остается неизменным.

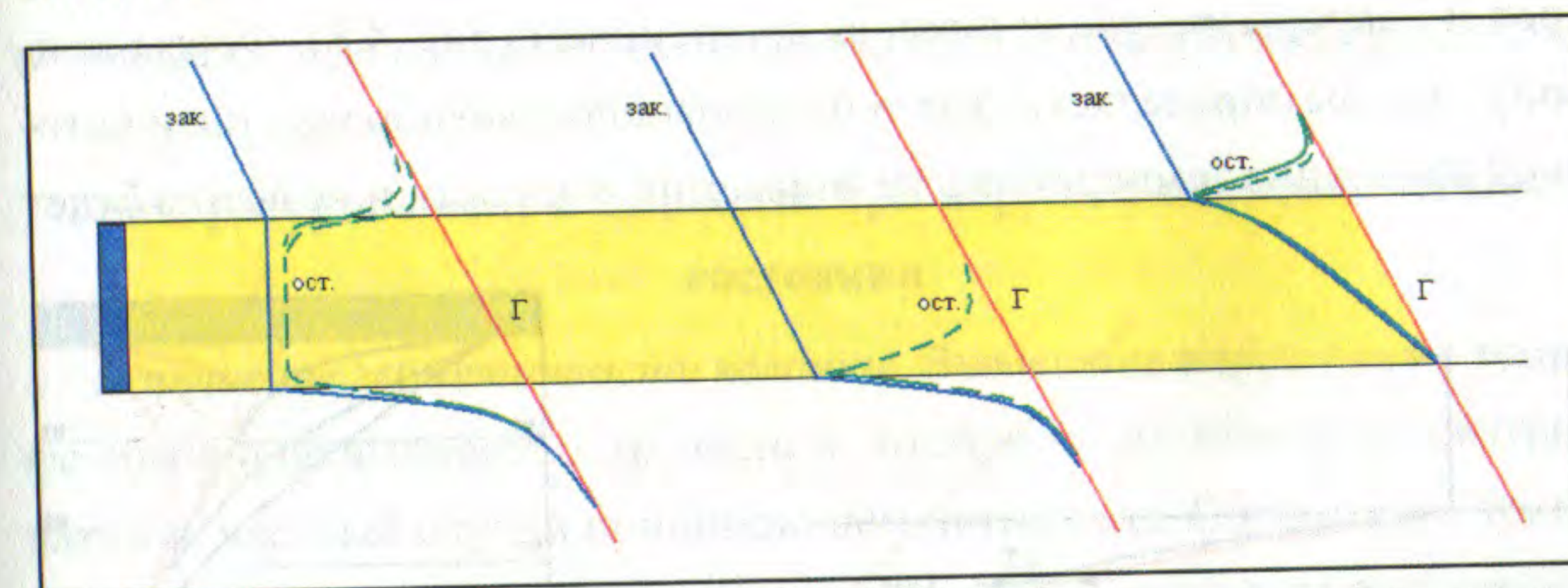


Рис. 4.7. Распределение температуры в остановленной скважине

Остановка нагнетательной скважины приводит к постепенному восстановлению теплового равновесия в системе скважина – горный массив. Так как радиус возмущенной зоны вокруг скважины в интерва-



лах, не принимающих закачиваемую воду, невелик, длительность этого процесса ограничена по времени. Однако температура пласта, в который ведется закачка, существенно изменена относительно геотермического поля на десятки и сотни метров по радиусу, и процесс расформирования теплового возмущения за счет кондуктивного теплообмена в кровлю и подошву может затянуться на сотни и тысячи лет. Следовательно, температурное поле, регистрируемое в остановленной скважине, сохраняет информацию о принимающих интервалах длительное время (рис. 4.7). При этом кровля и подошва принимающего пласта приурочены к экстремуму градиента температуры.

Распределение температуры в зумпфе

Процесс формирования температурного поля в подошве принимающего пласта обусловлен кондуктивным теплообменом охлажденного пласта с горными породами. При этом глубина распространения возмущения зависит от теплофизических свойств подстилающей горной породы и длительности закачки. В отличие от добывающих скважин глубина распространения возмущения может достигать десятков метров и непрерывно увеличиваться со временем (рис. 4.8). Форма кривой в зумпфе определяется как теплопроводностью породы, так и историей изменения температуры закачиваемой жидкости и не всегда будет

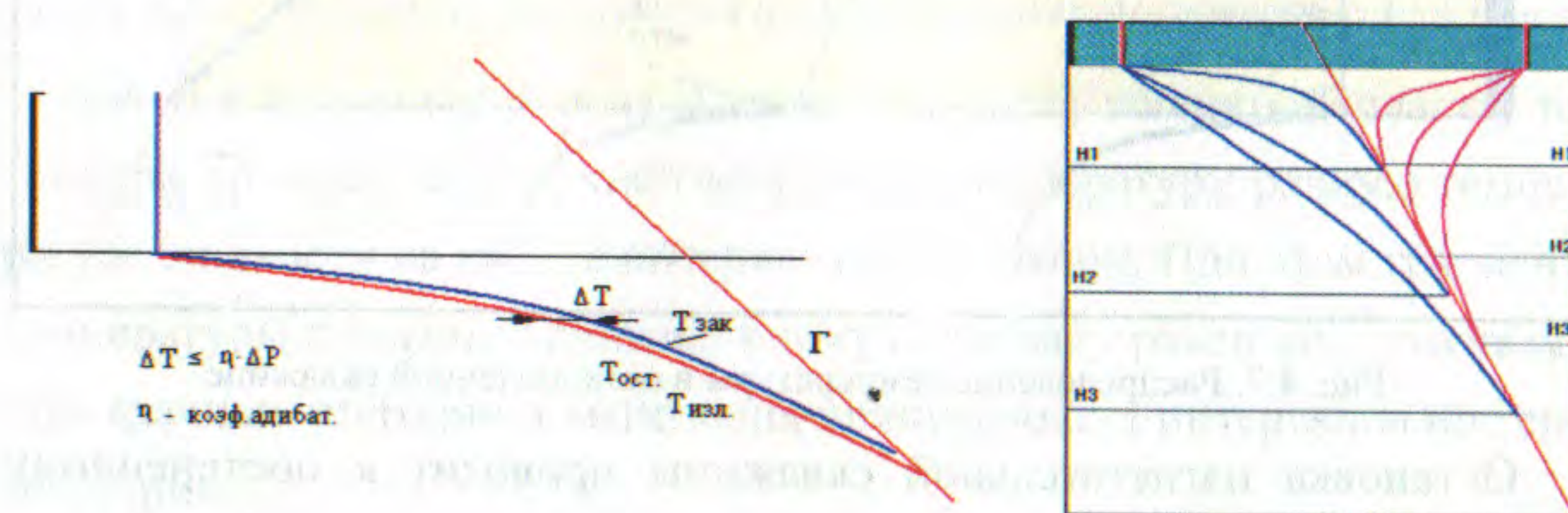


Рис. 4.8. Нормальное распределение температуры в зумпфе длительно работающей нагнетательной скважины

монотонной. При значительном изменении температуры закачки, например, за счет сезонных колебаний, в зумпфе можно наблюдать так называемые «зимние карманы».

Так как зумпф скважины можно рассматривать как адиабатически замкнутую систему, то быстрая смена давления в стволе скважины (например, переход от закачки к изливу) приведет к адиабатическому изменению температуры по всей длине зумпфа. Корреляция температурного поля в зумпфе с динамикой изменения забойного давления является интерпретационным признаком отсутствия движения как в самой скважине, так и в заколонном пространстве.

При анализе температурного поля в зумпфе следует принимать во внимание возможное влияние естественной тепловой конвекции (ЕТК) на темп распространения температурного возмущения по глубине. Когда температура пласта ниже геотермической, в зумпфе возникает ситуация, благоприятная для возникновения естественной тепловой конвекции, что увеличивает скорость распространения теплового возмущения. Если температура закачиваемой воды выше геотермической, условия возникновения ЕТК отсутствуют и теплопередача в зумпфе определяется только кондуктивной составляющей (рис. 4.8).

Температурное поле в скважине при нарушенном техническом состоянии

Нарушение герметичности колонны. Выявление нарушения в зумпфе обычно не вызывает затруднений, поскольку это можно рассматривать как частный случай принимающего интервала. Состояние в зумпфе исправное, если термограммы при закачке и изливе на расстоянии 1,5–2 м вниз от подошвы нижнего перфорированного пласта и до забоя повторяют друг друга по форме.

Нарушение герметичности эксплуатационной колонны выше интервалов перфорации выявляется по скачкообразному изменению гра-



диента температуры на замере при изливе и по изменению градиента температуры на замере при закачке (если в нижерасположенной части скважины приемистость $< 30\text{--}40 \text{ м}^3/\text{сут}$). На временных замерах в интервале времени $0\text{--}40\div 45$ мин после прекращения закачки место нарушения колонны может отмечаться пикообразной аномалией охлаждения (разогрева) (рис. 4.9).

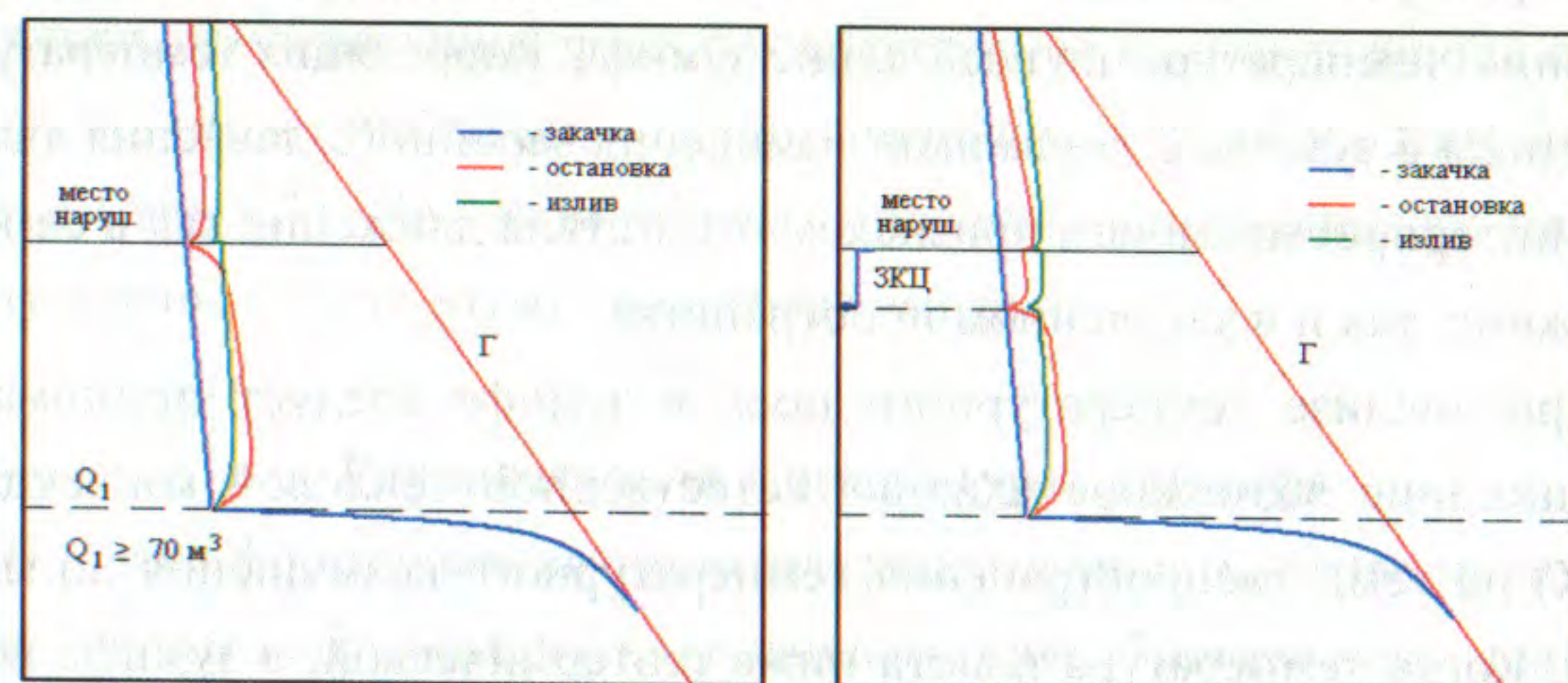


Рис. 4.9. Признаки нарушения герметичности эксплуатационной колонны выше интервала перфорации

Заколонные перетоки жидкости в скважине. Ниже интервалов перфорации перетоки определяются по немонотонности распределения температуры в зумпфе и расхождению термограмм в интервале перетока, зарегистрированных при закачке и изливе (рис. 4.10). Косвенным признаком перетока по данным расходомерии является интенсивная работа подошвенной части перфорированного пласта.

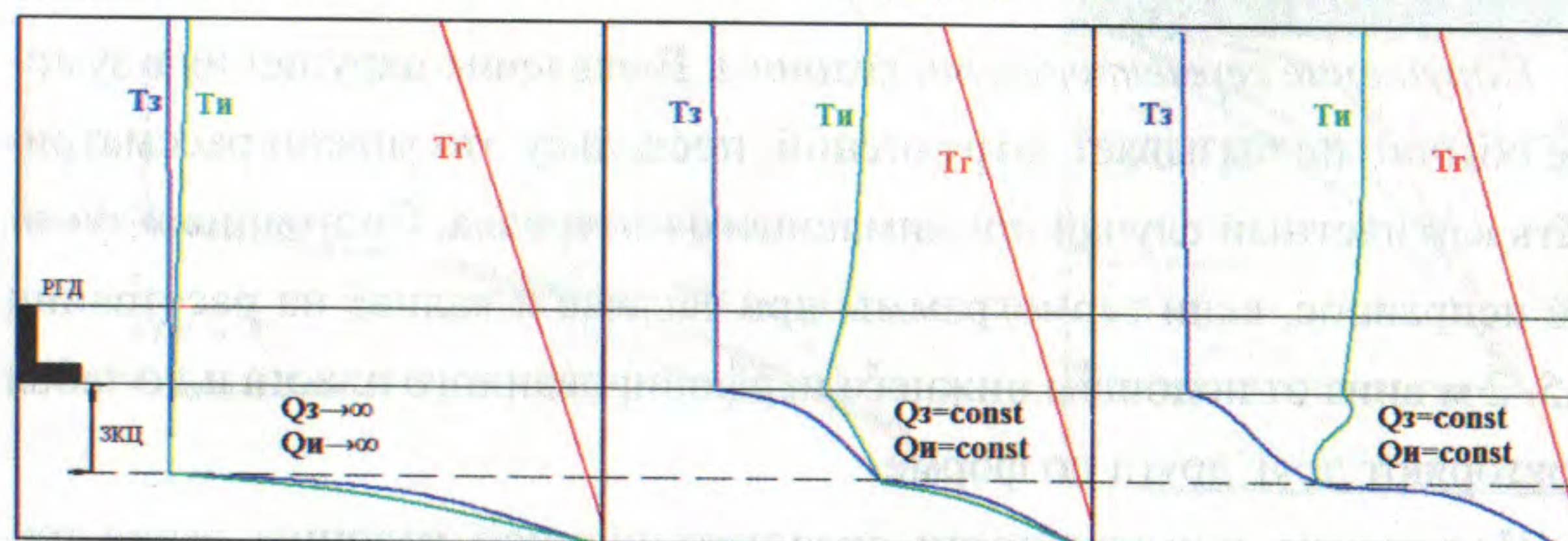


Рис. 4.10. Распределение температуры при заколонных перетоках в зумпфе

Основной признак заколонного перетока вверх – аномалия охлаждения в вышележащих неперфорированных пластах, регистрируемая на замерах через $1,5\text{--}2$ часа и более после остановки скважины. В скважинах с малой приемистостью (менее $80 \text{ м}^3/\text{сут}$) возможно изменение градиента температуры в режиме закачки или излива в зоне вышележащих проницаемых пластов. Косвенным признаком заколонного перетока жидкости вверх является аномалия калориметрического смешивания, приуроченная к кровле перфорированного интервала на изливе, и максимум приемистости в кровле по расходомерии.

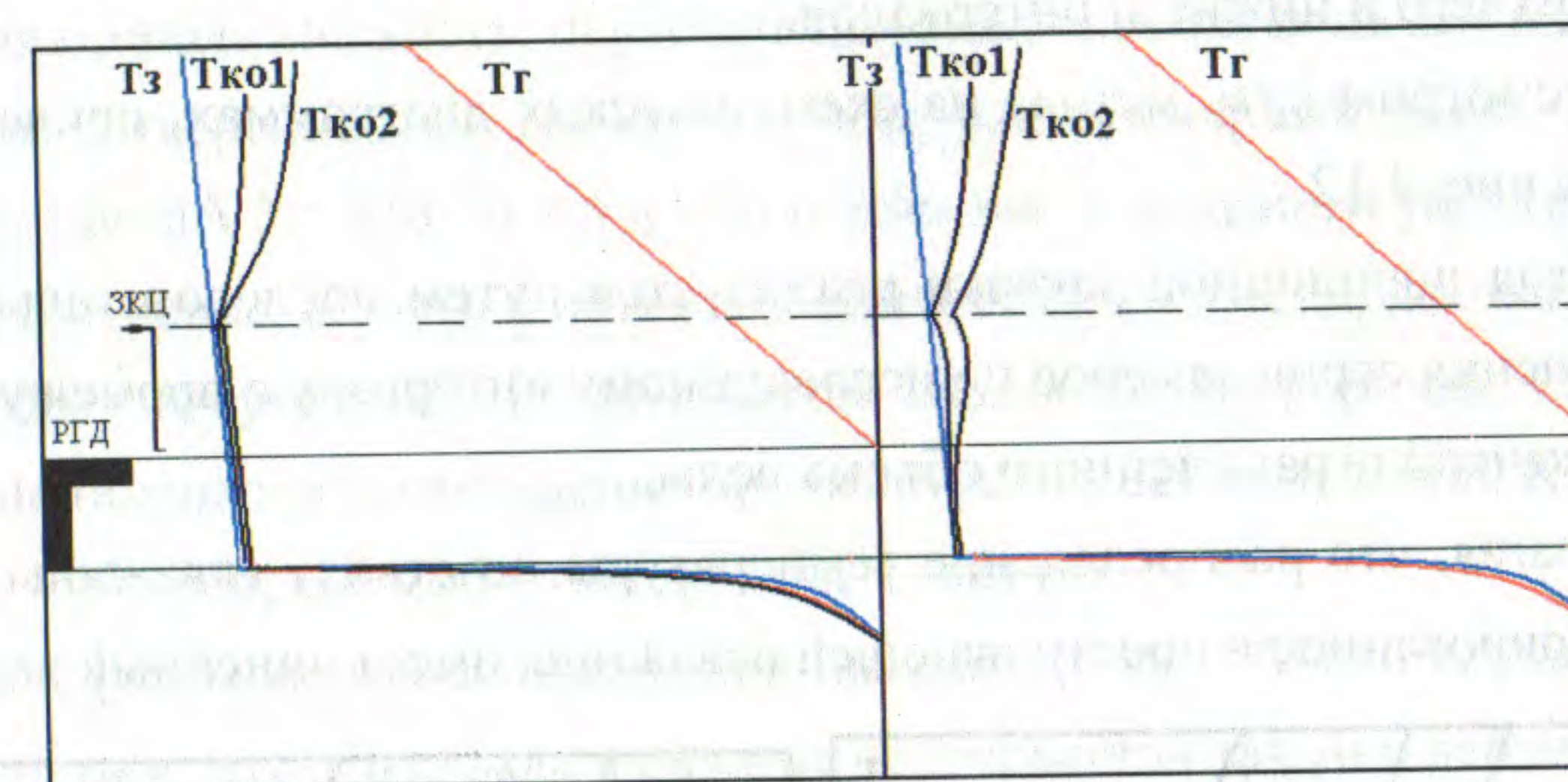


Рис. 4.11. Распределение температуры в скважине при заколонном перетоке вверх от интервала перфорации.

Тко1 и Тко2 – термограммы, зарегистрированные после остановки скважины.
Тг – геотермическое распределение

Температурное поле в скважине при кратковременной закачке жидкости

Такая технология обычно используется при геофизическом сопровождении ремонтных работ на скважинах. Круг решаемых задач, как правило, ограничен поиском мест нарушения герметичности эксплуатационных колонн, а исследования с целью сокращения затрат проводятся при закачке от цементировочного агрегата.



Комплекс применяемых методов аналогичен комплексу нагнетательных скважин. Физические процессы, наблюдаемые в скважине в режиме ограниченной закачки с применением цементирующего агрегата, во многом схожи с процессами, идущими в нагнетательных скважинах, но отличаются кратковременностью.

Наиболее информативным методом исследования в такой ситуации следует признать метод порционной закачки, который обеспечивает возможность уверенного выделения двух и более интервалов нарушения герметичности колонны, независимо от соотношения приемистости верхнего и нижнего интервалов.

Рассмотрим суть метода на схематических диаграммах, приведенных на рис. 4.12.

Метод порционной закачки реализуется путем последовательного выполнения серии замеров по исследуемому интервалу с промежуточной закачкой ограниченного объема воды.

Полагая, что распределение температуры по стволу скважины, зарегистрированное в простаивающей скважине, имеет линейный харак-

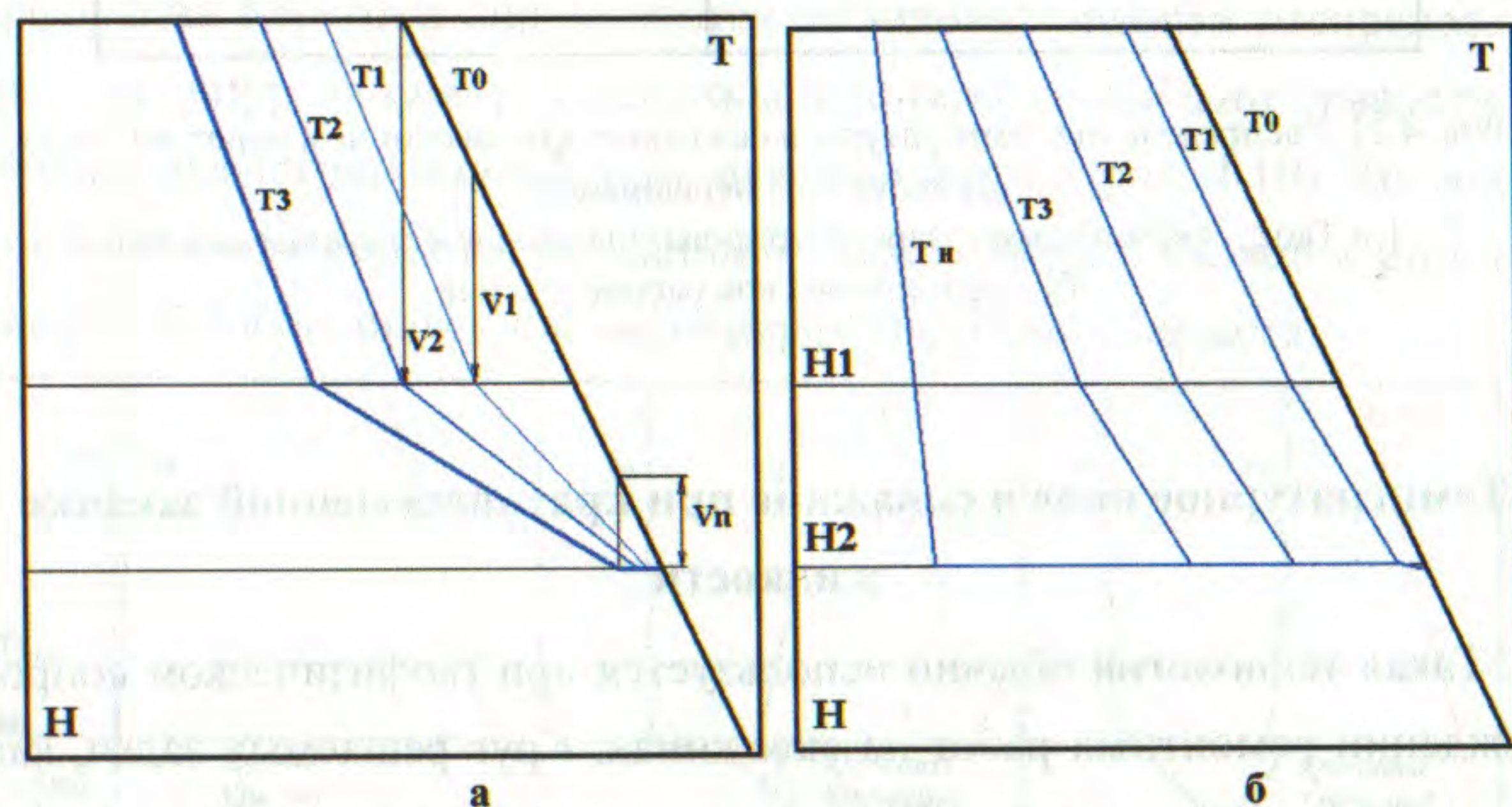


Рис. 4.12. Метод порционной закачки. Шифры кривых: распределение температуры в стволе скважины T_0 – фоновое распределение; T_1 – после закачки объема V_1 ; T_2 – после закачки объема V_2 ; кривая 3 – после закачки V_3

тер T_0 , проследим его изменение в процессе трех циклов (порций) закачки. После закачки первого объема жидкости V_1 произойдет смещение температуры в интервале выше места поглощения. Закачка второго объема дополнительно сместит термограмму вниз. Причем, если верхний интервал нарушения принимает значительную часть закачиваемой жидкости, то конфигурация регистрируемых термограмм будет иметь вид, приведенный на рис. 4.12, а. При этом общий объем закаченной жидкости можно оценить исходя из того, с какой глубины пришла температура в точку поглощения. Полагая, что на кривой T_2 в место нарушения пришла жидкость, первоначально находившаяся на 350 м выше, можем с уверенностью говорить о том, что суммарный объем закачки составил $V_2 \approx 350/70 = 5 \text{ м}^3$. При этом часть жидкости ушла в верхнее нарушение, а часть в нижнее. Количество жидкости, поглощенное нижним интервалом V_n , оценивается аналогичным образом. Отсюда можно оценить и соотношение приемистости мест нарушений $K_1/K_2 = (V_{об} - V_n)/V_n$, где $V_{об}$ – общий объем закачки.

Как уже говорилось выше, при высокой (более $70 \text{ м}^3/\text{сут}$) приемистости нижнего интервала в режиме непрерывной закачки верхние интервалы не проявляются. В режиме порционной закачки задача может быть решена и при таких условиях. Пример высокой приемистости нижнего интервала и соответствующее распределение температуры в стволе скважины после серии закачек приведены на рис. 4.12, б. Как видим, несмотря на то, что излом кривой T в зоне верхнего нарушения H_1 стал существенно меньше, признак нарушения проявляется на термограмме. Тогда как в режиме непрерывной закачки распределение температуры будет иметь вид T_n .



§ 3. Особенности решения промысловых задач на примере фактического материала

Выделение принимающих закачиваемую воду пластов

На рис. 4.13 представлены результаты исследований, проведенных с использованием комплексной аппаратуры на кабеле, включающей методы привязки ГК и ЛМ, канал термометрии, РГД, манометр, резистивиметр. Исследования проведены в простаивающей скважине в режиме закачки и после остановки. Фоновый замер выполнен в простаивающей скважине при забойном давлении $P_{\text{заб}} = 231$ атм. По кривой 1 отмечаются остаточная температурная аномалия в интервале перфорированного пласта и нарушение геотермического распределения в зумпфе до текущего забоя. Длина зумпфа недостаточна для определения истинной геотермической температуры пород. Распределение температу-

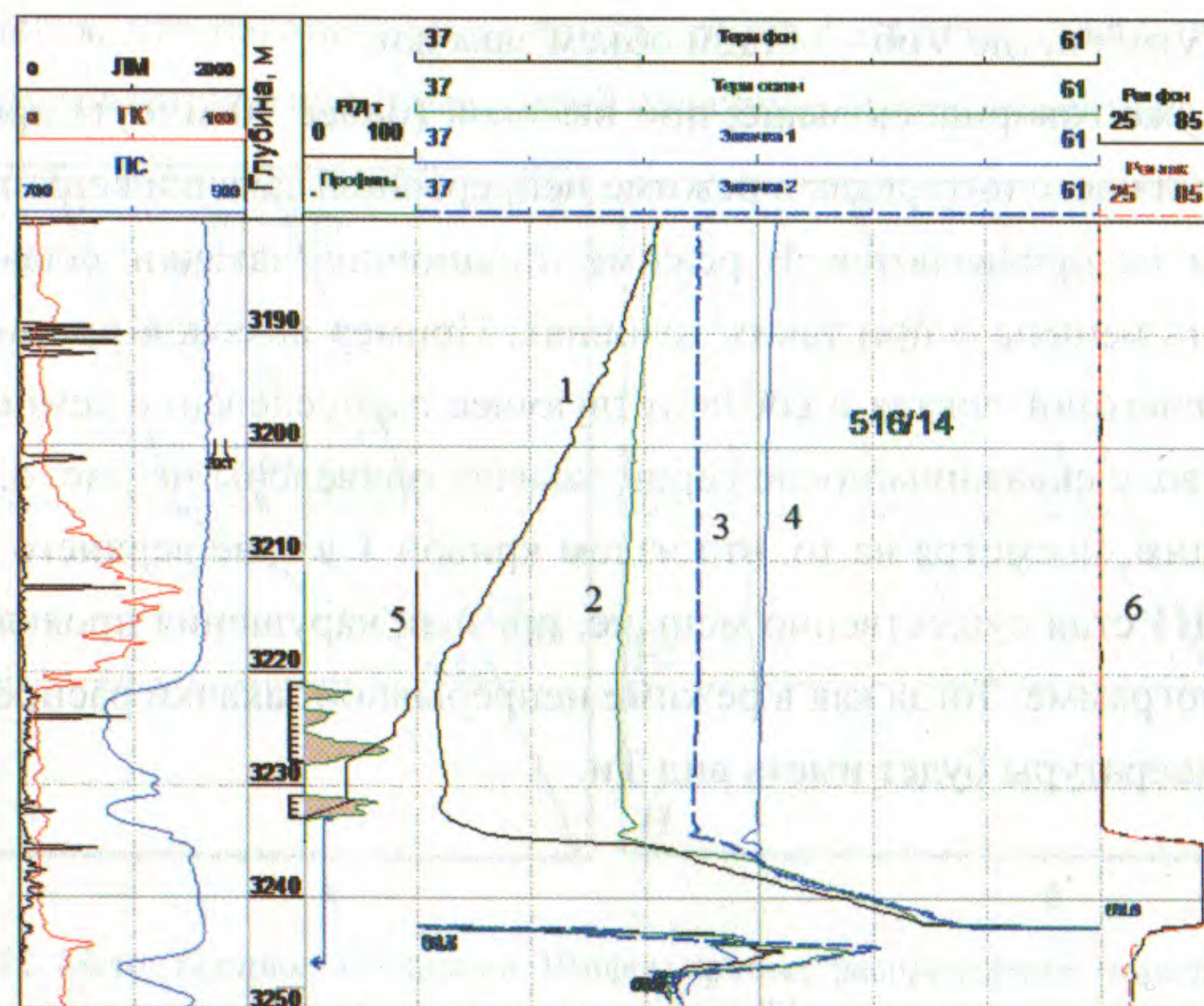


Рис. 4.13. Выделение работающих интервалов комплексной аппаратурой. Сква. 516/14

ры выше пласта также нарушено за счет охлаждения прискважинной зоны нагнетаемой водой. Восстановление температурного поля в скважине в период ожидания не завершилось. Нижняя граница поглощения приходится на максимум градиента температуры на глубине 3234 м и совпадает с нижней границей коллектора по ПС. Верхняя граница размыта и не локализуется.

Два последовательных замера под закачкой 4 и 3, выполненные при $P_{\text{заб}} = 350$ атм, показывают, что режим закачки не установившийся. Температура закачиваемой воды существенно выше температуры пласта и продолжает снижаться. Приблизительная оценка количества поглощенной жидкости с момента начала закачки, проведенная по смещению термограммы вниз, дает величину, не превышающую 2–3 м³, что явно недостаточно для формирования режима работы скважины и истинного профиля приемистости. В связи с этим общая приемистость скважины и профиль приемистости 5, построенный по результатам исследований аппаратурой РГД, можно трактовать только как текущий на момент проведения замеров. Признаков работы верхнего интервала перфорации по термометрии в режиме закачки нет, что характерно для скважин с высокой (более 80 м³/сут) приемистостью нижнего интервала.

В связи с нарушенным характером температурного поля в зумпфе скважины и наблюдаемой на забое аномалией охлаждения можно говорить о признаке ЗКЦ в нижележащий неперфорированный пласт 3245–3250 м. Причем интенсивность перетока незначительна и не превышает 5 м³/сут. Забой скважины герметичен, и движение в зумпфе отсутствует, о чем свидетельствует отсутствие изменений по резистивиметру 6 в зумпфе в остановленной скважине и под закачкой.

Замер в остановленной скважине 2, выполненный через непродолжительное время, более характерен для режима не установившейся закачки и не несет дополнительной информации. В связи с отсутствием

серии замеров термометром после прекращения закачки нет возможности говорить о признаках ЗКЦ в вышележащие пласты.

Профиль приемистости и оценка техсостояния

Значительный объем исследований нагнетательных скважин проводится с целью определения технического состояния эксплуатационной колонны и профиля приемистости эксплуатируемого пласта. Далее рассмотрим такой пример исследований в нагнетательной скважине (рис. 4.14). Исследования проведены при закачке от водовода с целью определения профиля приемистости скважины и технического состояния эксплуатационной колонны. Режим закачки установившийся. Скорости регистрации, рекомендуемые для методов, соблюдены.

По кривой температуры, зарегистрированной в остановленной скважине, выделяются границы поглощающего пласта: кровля по $\min \text{gradT} - 2577 \text{ м}$, граница подошвы размазана и однозначно не определяется. Наиболее вероятная граница приема по $\max \text{gradT} - 2591 \text{ м}$ и приходится на $\min \text{ГК}$. Таким образом, можно говорить, что наблюдается поглощение по всему пласту.

Вероятная причина температурной аномалии на глубине 2598,5 м, отмечаемая как при закачке, так и в остановленной скважине, – смена состава флюида в зумпфе, совпадающая с границей изменения плотности (наблюдается слом на диаграмме манометрии).

Нижняя граница интервала поглощения, определенная по диаграмме РГД в режиме закачки, совпадает с границей поглощения по термограмме – 2582 м и приходится на середину интервала перфорации. Таким образом, можно говорить о вертикальном движении закачиваемой воды внутри пласта, исключив заколонный переток вниз.

В связи с отсутствием серии замеров после прекращения закачки говорить о заколонной циркуляции вверх не представляется возможным. Между тем аномалия охлаждения, зарегистрированная в проста-

ивающей скважине, не имеет верхней границы, и уход закачиваемой воды в верхние интервалы не исключен, чему не противоречат и высокий уровень шумов, регистрируемый акустическим шумомером выше интервала перфорации, и резкие аномалии на диаграммах РГД в кровле перфорированного интервала (см. колонки RGD на скоростях).

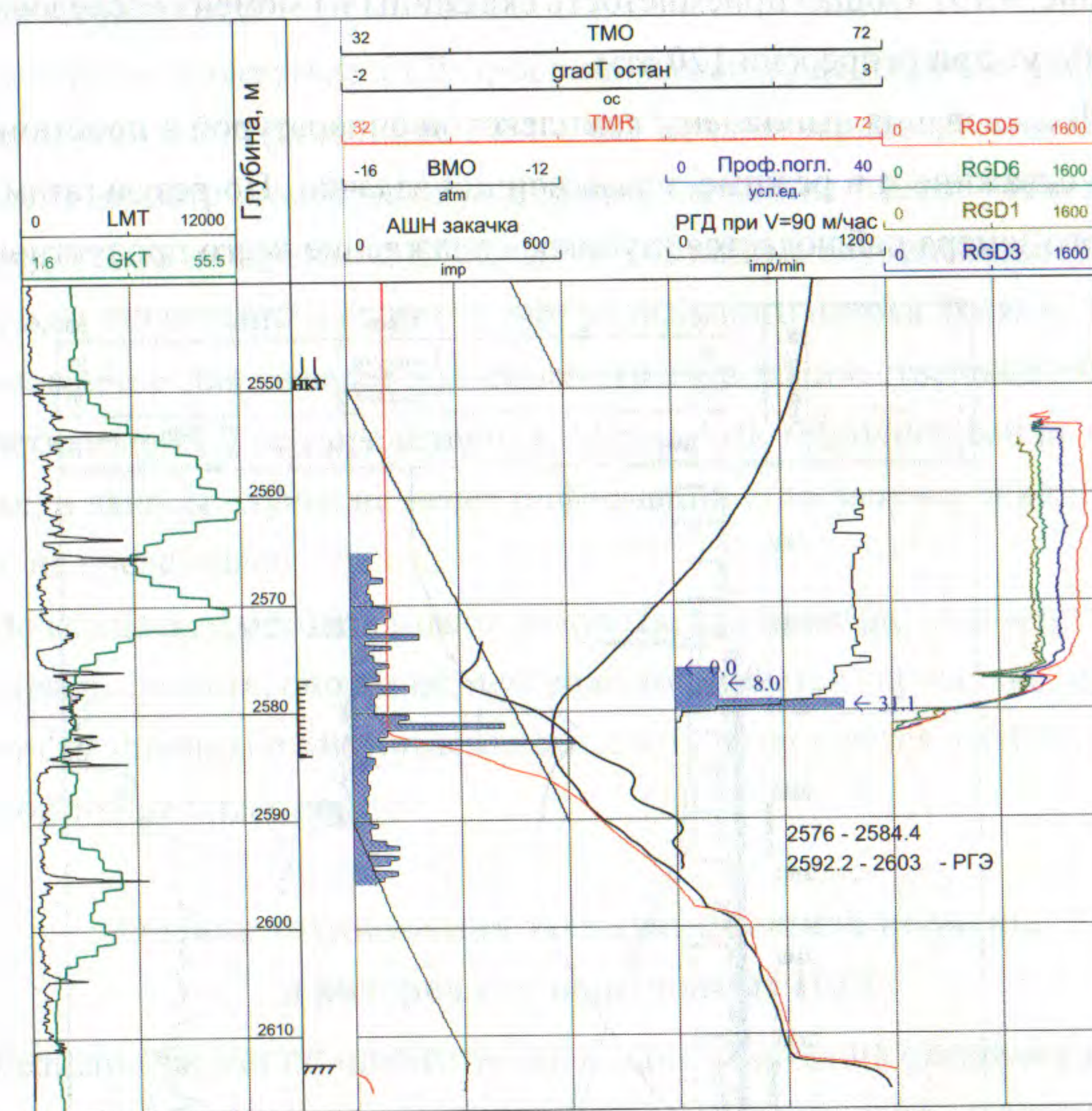


Рис. 4.14. Выделение принимающих интервалов и техсостояния нагнетательной скважины

Профиль приемистости, построенный по РГД, следует рассматривать как условный в связи с искажением замеров. Серия замеров РГД на скоростях не ложится на градуировочную зависимость и количественной обработке не поддается.



Признаков нарушения герметичности эксплуатационной колонны в интервале исследований не отмечается. Говорить о герметичности пакера на НКТ по имеющемуся материалу невозможно.

Следующий пример определения профиля приемистости и техсостояния эксплуатационной колонны выполнен при закачке от агрегата (рис. 4.15). Общая приемистость скважины на момент исследований $88 \text{ м}^3/\text{сут}$ при репрессии 120 атм.

Исследования выполнены комплексной аппаратурой в простаивающей скважине и в режиме ограниченной закачки. По результатам фоновому замеру наблюдается глубокое охлаждение всего продуктивного

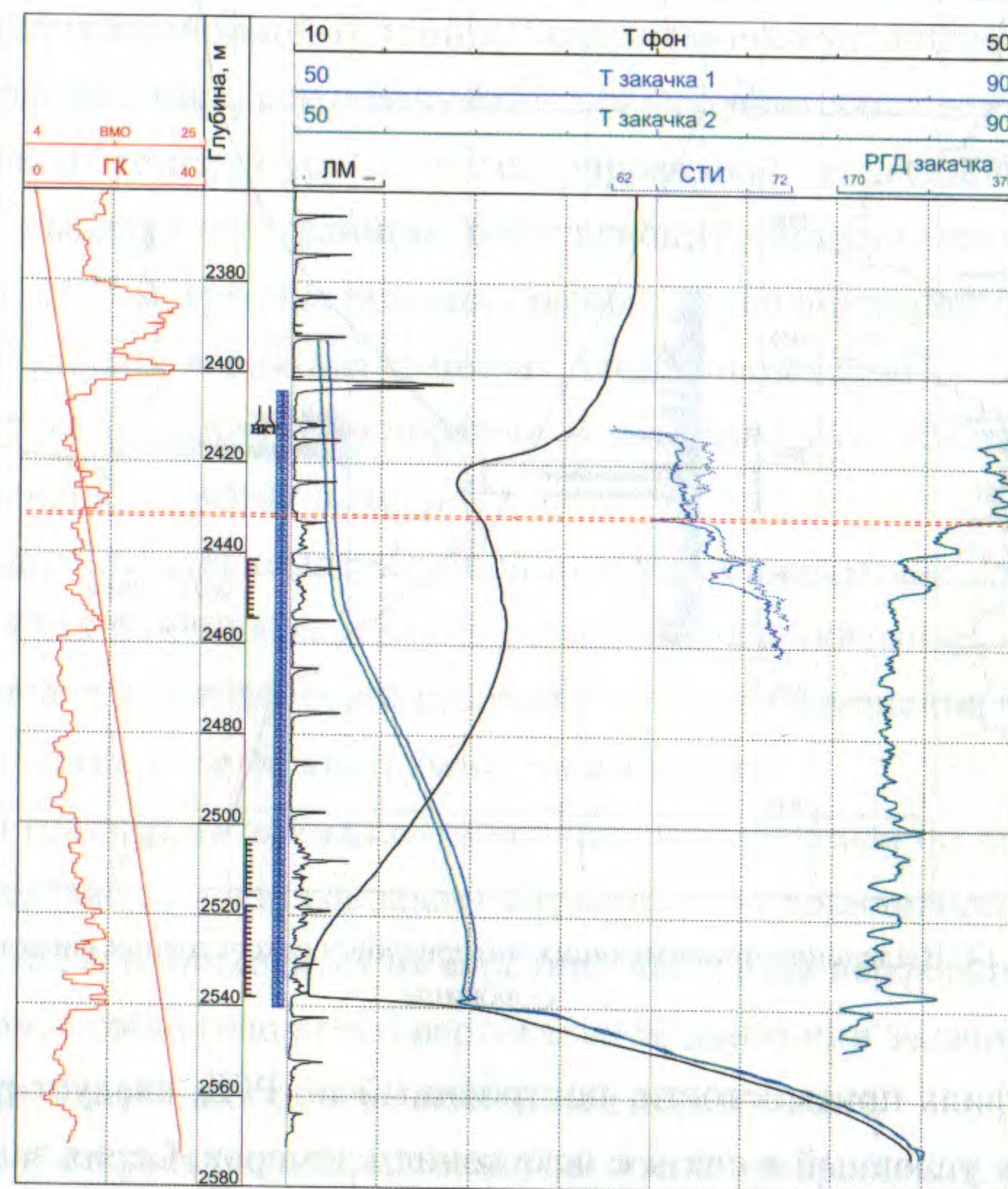


Рис. 4.15. Определение профиля приемистости и техсостояния колонны в нагнетательной скважине при закачке от агрегата

интервала Ю1 – Ю3, причем максимальное охлаждение в Ю1 наблюдается выше интервала перфорации. Замеры Т, выполненные в режиме закачки, позволяют говорить о высокой приемистости верхнего интервала перфорации и нижней границе поглощения на глубине 2541 м. Признаков движения жидкости выше кровли верхнего перфорированного интервала нет.

Однако на диаграмме РГД прослеживается существенное изменение скорости счета на глубине 2431–2433 м, характерное для места нарушения герметичности эксплуатационной колонны. Место ухода подтверждается и диаграммой СТИ, где на указанных глубинах отмечается резкое охлаждение датчика за счет радиального потока. В связи с использованием для закачки насосного агрегата количественные характеристики по РГД не определяются. Метод АШ, выполненный на протяжке, в данном случае не несет информации о нарушении и на планшете не представлен.

По комплексу методов можно говорить, что приемистость верхнего интервала существенно выше, чем нижнего, имеется нарушение герметичности колонны и закачиваемая жидкость поглощается всей продуктивной толщей пластов.

Оценка техсостояния эксплуатационной колонны в интервалах, перекрытых НКТ

Решение задачи об оценке технического состояния эксплуатационной колонны в интервалах, перекрытых НКТ, является методически весьма сложным. Дело в том, что интенсивный поток по НКТ нивелирует признаки нарушения герметичности эксплуатационной колонны на регистрируемых диаграммах, а замеры в статике не несут информации о потоках. Пример решения такой задачи приведен на рис. 4.16.

Скважина с эксплуатационной колонной $D = 146 \text{ мм}$ эксплуатируется по НКТ 73 мм, оканчивающейся воронкой и пакером на глубине

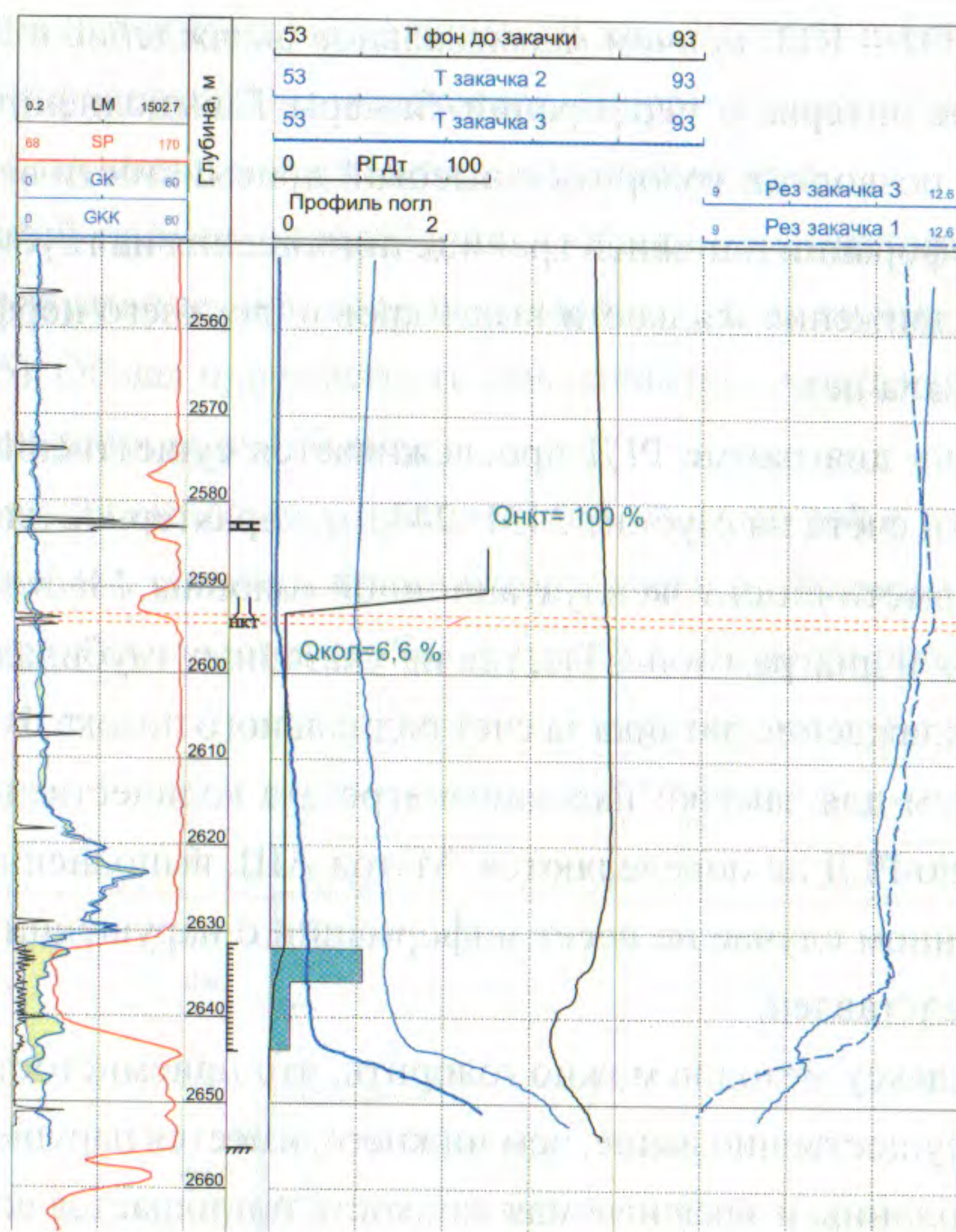


Рис. 4.16. Исследования профиля приемистости и технического состояния скважины 2597 м. Исследования проведены с целью определения профиля поглощения и технического состояния эксплуатационной колонны. Закачка проводилась от водовода.

По результатам фоновых исследований в остановленной скважине отмечается аномалия охлаждения в зоне интервала перфорации, зумпф короткий, выход на геотермическое распределение отсутствует. На двух последующих замерах в режиме нагнетания наблюдается дальнейшее снижение температуры в интервале пласта. Причем следует обратить внимание на нехарактерное для исправной нагнетательной скважины распределение температуры в зоне воронки. Особенно

на первом замере при нагнетании наблюдается смена градиента температуры с отрицательного в НКТ на положительный в колонне. Учитывая высокую приемистость скважины (более 600 м³/сут), можно говорить об уходе значительной доли закачиваемой жидкости в заколонное пространство по замерам термометром. Диаграмма расхода, построенная по РГД, показывает, что скорость вращения турбинки в колонне не превышает 6,6% от скорости в НКТ. Тогда как с учетом сечения НКТ и колонны это соотношение должно быть в пределах 25–30% с учетом также индивидуальных характеристик прибора.

Таким образом, можно однозначно говорить об уходе значительной доли закачиваемой жидкости в затрубное пространство через негерметичный пакер. Косвенным признаком разделения потока является и изменение показаний резистивиметра в интервале воронки НКТ в режиме неуставившейся закачки до полного вытеснения первоначального флюида из скважины в пласт.

Рассмотрим более детально температурное поле в зумпфе. На серии замеров в режиме закачки наблюдается постепенное изменение температурного поля на забое, не объяснимое с точки зрения кондуктивного теплопереноса. Поскольку исследования в данной скважине выполнены по сильно усеченной схеме, однозначно говорить о процессах в зумпфе нельзя. Однако наличие РГЭ в интервале ниже вскрытого пласта и поведение температурных кривых по мере выхода на режим закачки позволяют говорить о признаках ЗКЦ в нижележащий, не вскрытый перфорацией пласт в интервале 1655–1673 м. Дальнейшие исследования, выполненные в интервале, перекрытом НКТ, приведены на рис. 4.17.

Как видим, на фоновом замере в остановленной перед началом исследований скважине в интервале глубин 1500–2000 м отмечаются значительные по амплитуде аномалии охлаждения. Замер в режиме закачки подтверждает наличие ухода закачиваемой жидкости в место нару-

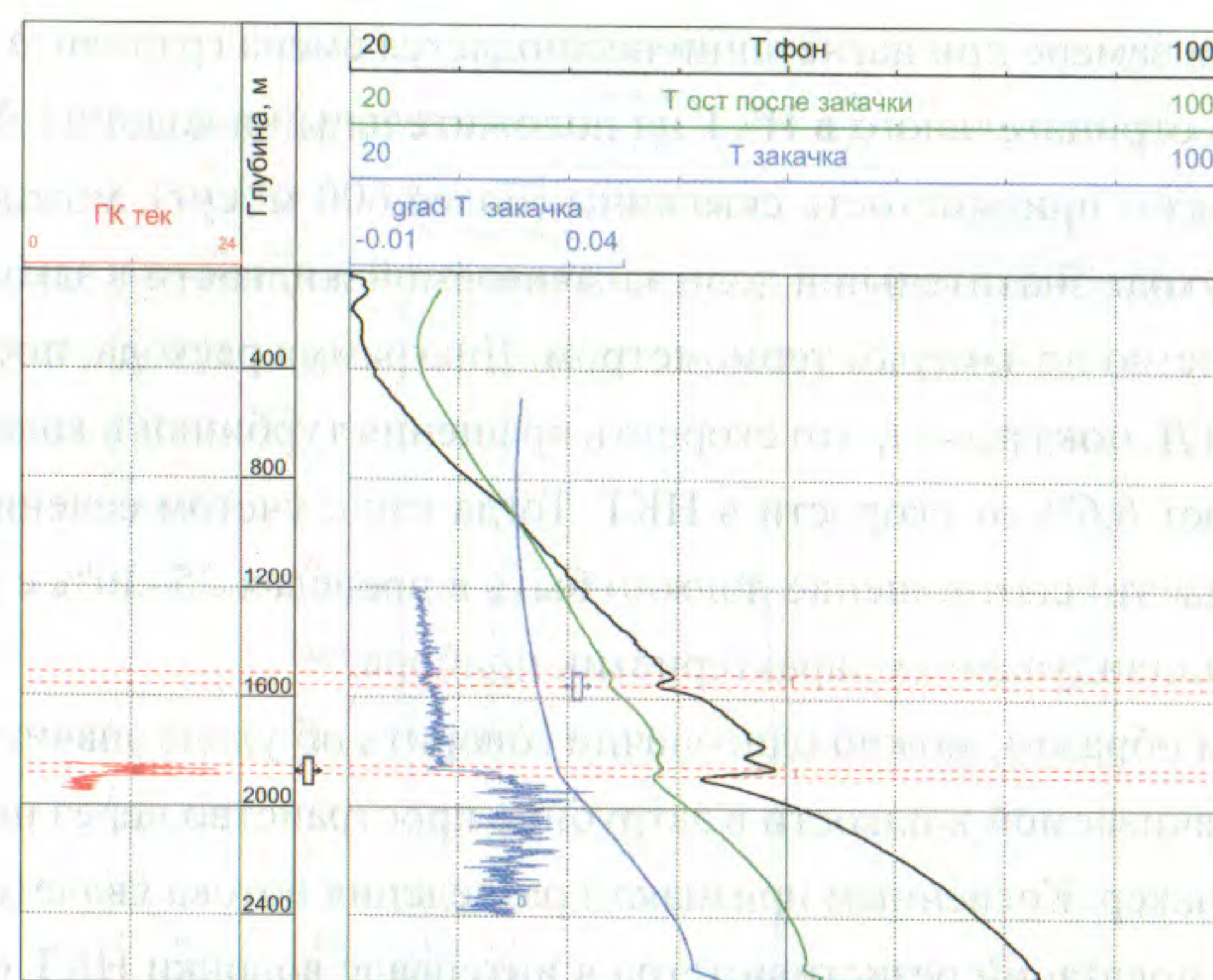


Рис. 4.17. Нарушение герметичности эксплуатационной колонны в интервале, перекрытом НКТ. Закачка и исследования выполнены по НКТ

шения на глубине 1873 м сломом термограммы, а расчетная диаграмма $\text{grad } T$ (первая производная по глубине) позволяет выделить интервал глубин 1520–1570 м как еще одно место с подозрением на нарушение герметичности колонны.

Косвенным признаком поглощения жидкости на глубине 1873 м является повышенный уровень ГК.

Методическая основа выявления места нарушения герметичности эксплуатационной колонны в интервалах, перекрытых НКТ, следующая:

- металлическая колонна НКТ практически «прозрачна» для теплового поля, формируемого потоками в межтрубном пространстве;
- необходимо проведение серии замеров термометром вдоль ствола при трех состояниях скважины – закачка, излив и остановка для создания значимых температурных аномалий при перераспределении потоков;

- наиболее благоприятная ситуация наблюдается в режиме излива, которая позволяет провести замер практически до устья скважины и формирует наиболее существенную разницу в температуре потоков.

При других режимах (закачки, длительная остановка) возникают трудности с проведением исследования верхних горизонтов из-за высокого давления на устье, либо термограммы неинформативны в приустьевой зоне из-за отсутствия жидкости при низком пластовом давлении.

На рис. 4.18 приведены расчетные графики распределения температуры вдоль ствола при нарушении герметичности колонны выше воронки НКТ. Из рисунка видно, что характер распределения температуры, регистрируемой в НКТ в месте нарушения герметичности колонны на глубине H , меняется скачкообразно. Причем скачок будет отмечаться даже в случае равенства температуры потока в НКТ и температуры воды, поступающей через место нарушения из-за резкого изменение характера теплообмена между потоками. Таким образом, по замерам термометром, выполненным в режиме излива сразу после прекращения закачки, можно определить место нарушения герметичности колонны в интервалах, перекрытых НКТ.

Выявление интервалов заколонного движения закачиваемой воды

В рассмотренных выше примерах уже приводились некоторые особенности решения данной задачи. Обычно здесь следует учитывать следующие факторы:

1. Различие температуры закачиваемой воды и геотермической в интервале перетока. Так, при закачке в пласт холодной воды ($T_{\text{зак. воды}} < T_{\text{пласта}}$) на замерах термометром в остановленной скважине при герметичном устье, зарегистрированных через 1,5–2 часа после прекращения закачки, пласты в интервале перетока отметятся аномалиями охлаждения относительно вмещающих пород, а при отсутствии перетока – аномалиями разогрева.

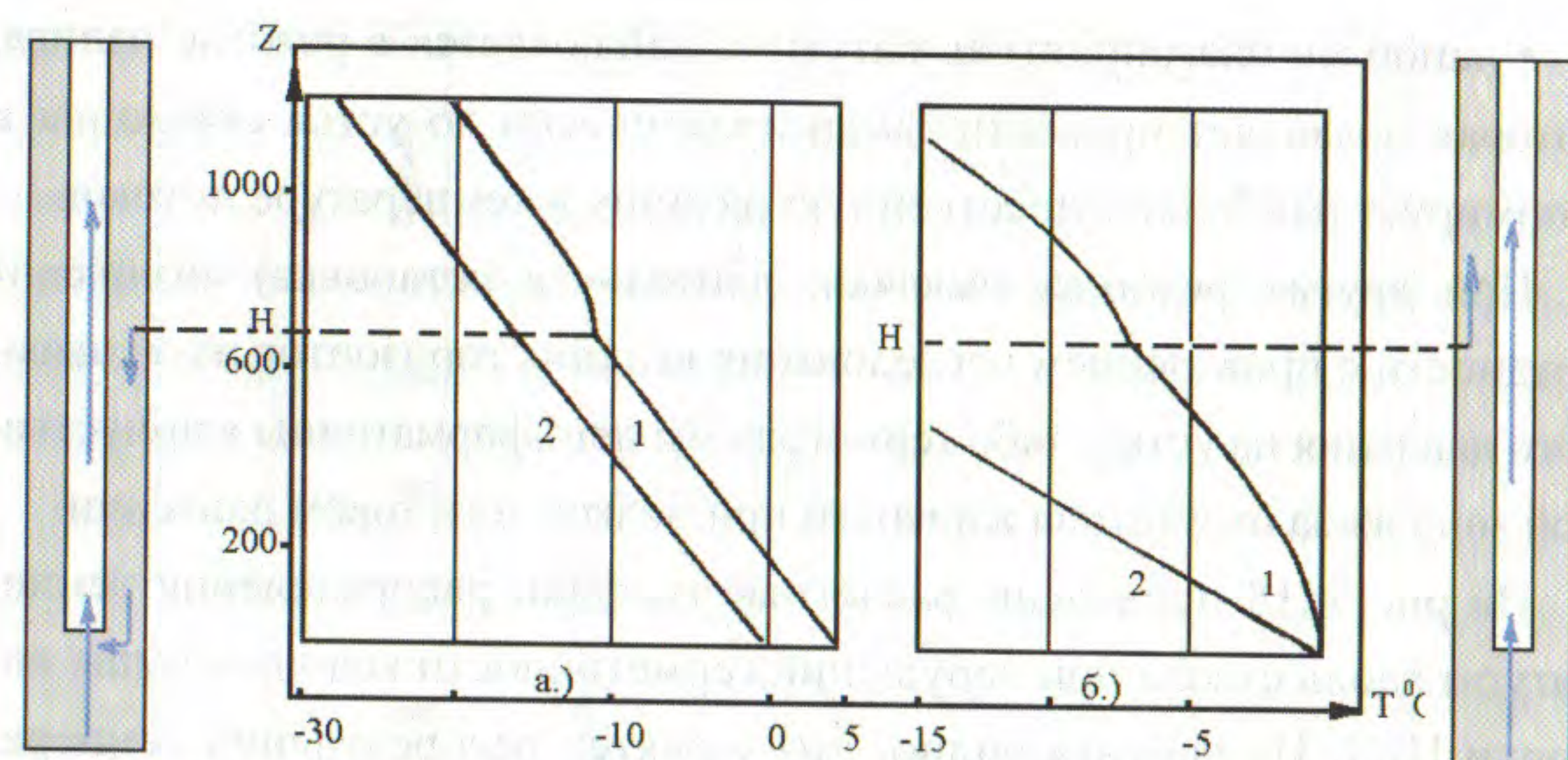


Рис. 4.18. Распределение температуры при нарушении герметичности колонны выше воронки НКТ: а – излив через НКТ; б – излив через межтрубье; 1 – распределение температуры в НКТ; 2 – геотермическое распределение

2. В интервале ЗКЦ сечение канала перетока вдоль негерметичного цемента непостоянное. В интервале сужения (расширения) имеется перепад давления и как следствие – разогрев жидкости за счет эффекта Джоуля – Томсона. Таким образом, распределение температуры в цементе в интервале ЗКЦ в процессе закачки немонотонное. Однако при дебите перетока $Q > 25 \text{ м}^3/\text{сут}$ как при закачке, так и при изливе распределение температуры в интервале ЗКЦ может быть и монотонным.

3. Косвенным признаком наличия ЗКЦ является искажение профиля приемистости, когда максимум приурочен к кровле верхнего перфорированного пласта (ЗКЦ вверх) или подошве нижнего перфорированного пласта (ЗКЦ вниз).

На рис. 4.19 приведен пример определения интервала ЗКЦ в зумпфе нагнетательной скважины по данным термических исследований. Колонна перфорирована в интервале 2953–2982 м. Приемистость скважины $240 \text{ м}^3/\text{сут}$. Проведены замеры термометром при закачке и в режиме остановки.

Как видно из рисунка, распределение температуры в зумпфе в процессе закачки не согласуется с ожидаемым для исправной скважины.

Кроме того, наблюдается значительное расхождение термограмм на замерах при закачке и в остановленной скважине (интервал 2981–3002 м). Такое распределение может быть связано как с ЗКЦ в зумпфе, так и с процессами в стволе скважины. Однако с учетом профиля приемистости по расходомерии значительная приемистость в подошве пласта однозначно указывает на ЗКЦ в интервале в зумпфе. Нижняя граница поглощающего интервала – 3002 м.

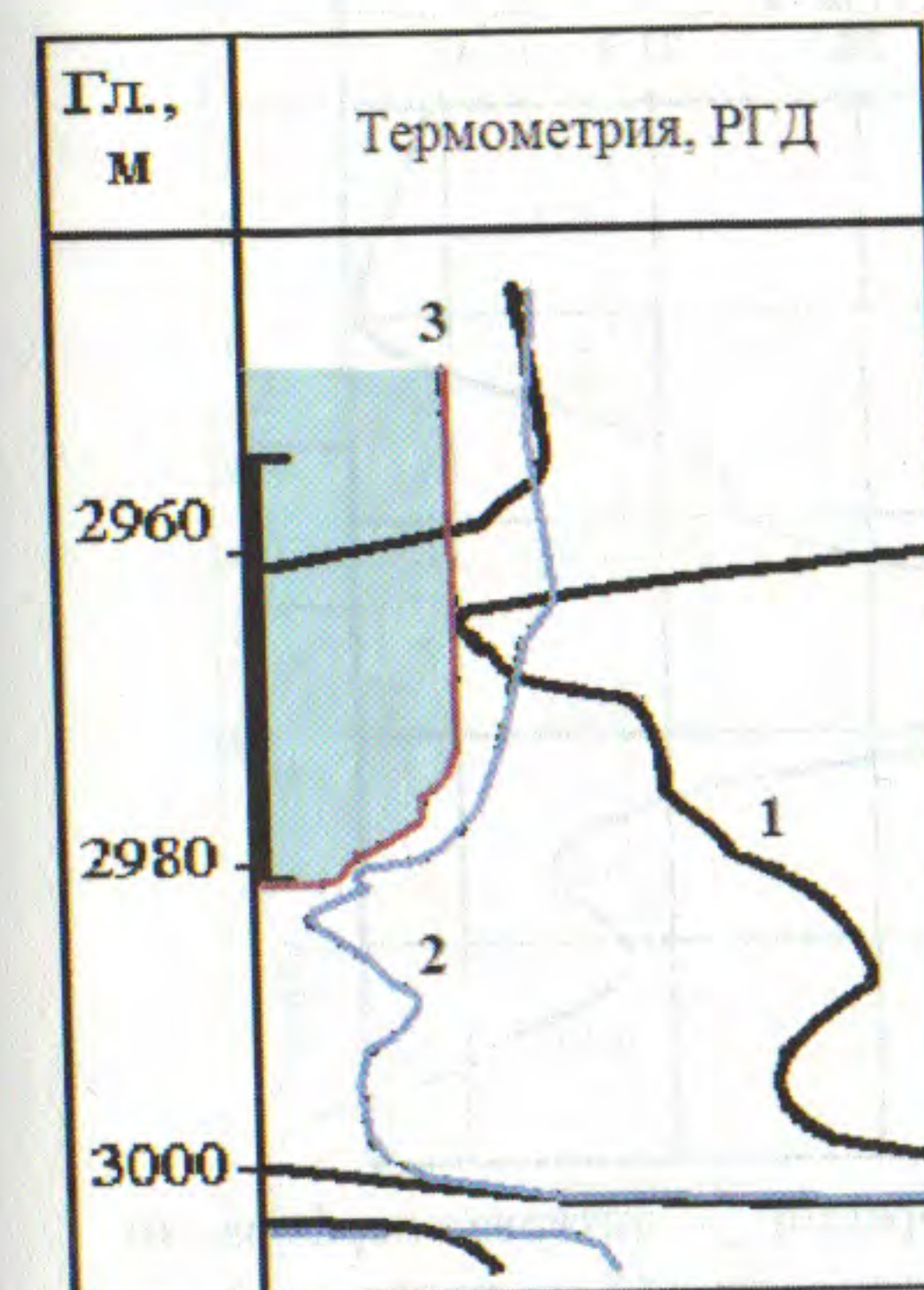


Рис. 4.19. Признаки ЗКЦ в зумпфе нагнетательной скважины. Термограммы: 1 – в остановленной скважине; 2 – при закачке; 3 – диаграмма РГД

При анализе термограмм, зарегистрированных при закачке и в остановленной скважине для определения ЗКЦ в зумпфе, мешающим фактором являются процессы, идущие в стволе скважины, например, остаточные аномалии от промывки скважины или соляно-кислотной обработки пласта. Для исключения этих факторов и повышения однозначности заключения необходимо проведение серии замеров термометром при установившемся режиме закачки и после перевода скважины с закачки на залив. Ниже приводятся примеры реализации этой методики при выявлении ЗКЦ в зумпфе скважины. При этом основным критерием выделения ЗКЦ в зумпфе является сопоставление термограмм, зарегистрированных во время излива и закачки воды в скважину. Косвенным признаком наличия ЗКЦ в зумпфе скважины является увеличенный профиль приемистости, приуроченный к подошве нижнего перфорированного интервала.

На рис. 4.20 приведены результаты термических исследований



в нагнетательной скважине в режиме закачки и после остановки. Перфорирован пласт в интервале глубин 1374,8–1383,6 м. Закачка воды проводится по колонне. На термограмме, зарегистрированной в остановленной скважине 2, отмечается обширная зона охлаждения выше интервала перфорации до глубины 1328 м, а зумпф скважины недоступен для исследования.

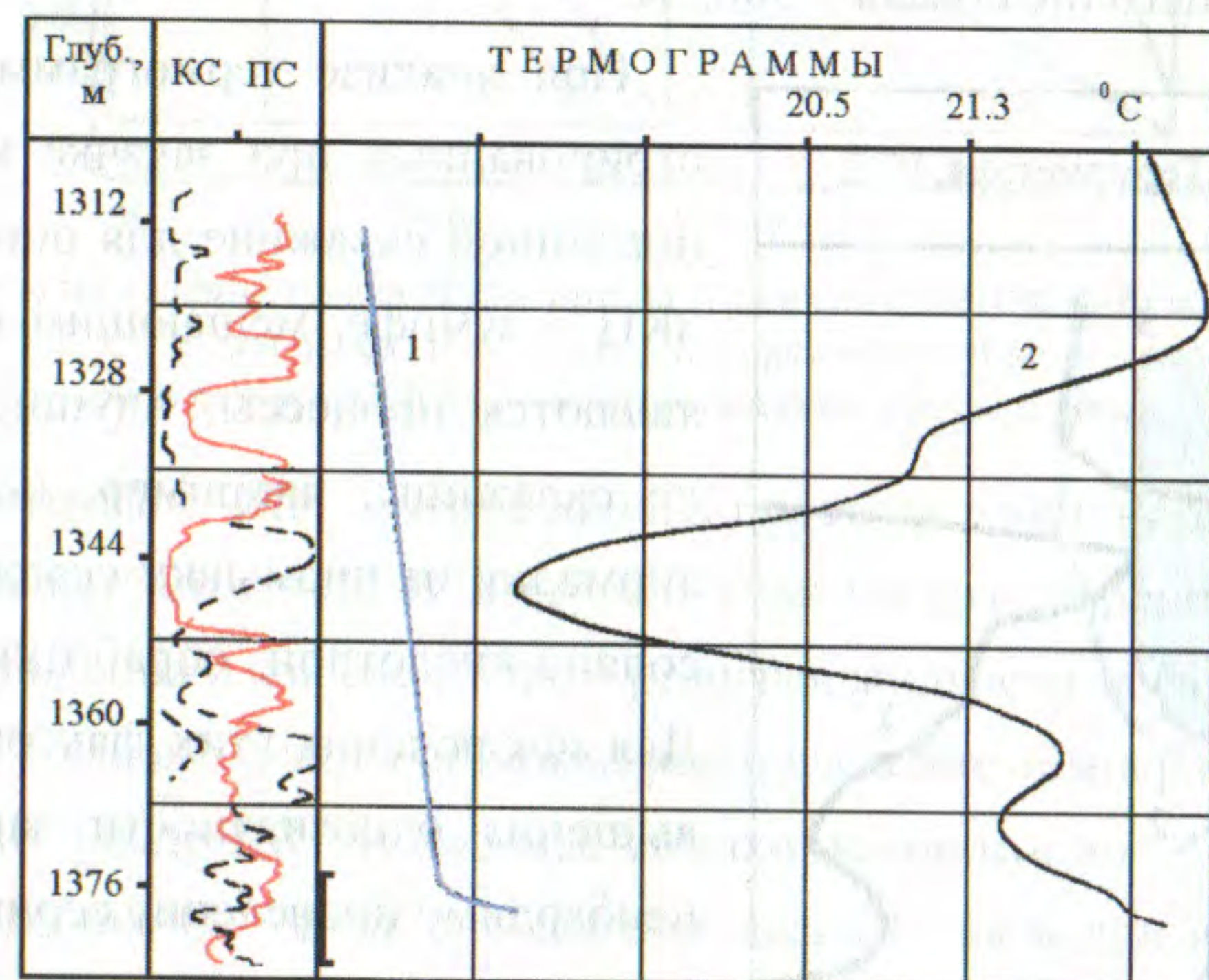


Рис. 4.20. Признаки ЗКЦ выше интервала перфорации: [– интервал перфорации. Термограммы: 1 – при закачке; 2 – в остановленной скважине

Наличие глубокого охлаждения верхних пластов может быть связано как с ЗКЦ в данной скважине, так и с охлаждением пласта за счет закачки от соседних скважин. Однако совместный анализ термограмм, зарегистрированных в остановленной скважине и во время закачки, указывает на преимущественное поглощение в кровле интервала перфорации, что является признаком ЗКЦ вверх.

Определение мест нарушения герметичности колонны в режиме порционной закачки

На рис. 4.21 приведен пример выявления места нарушения колонны по методике, описанной во втором параграфе.

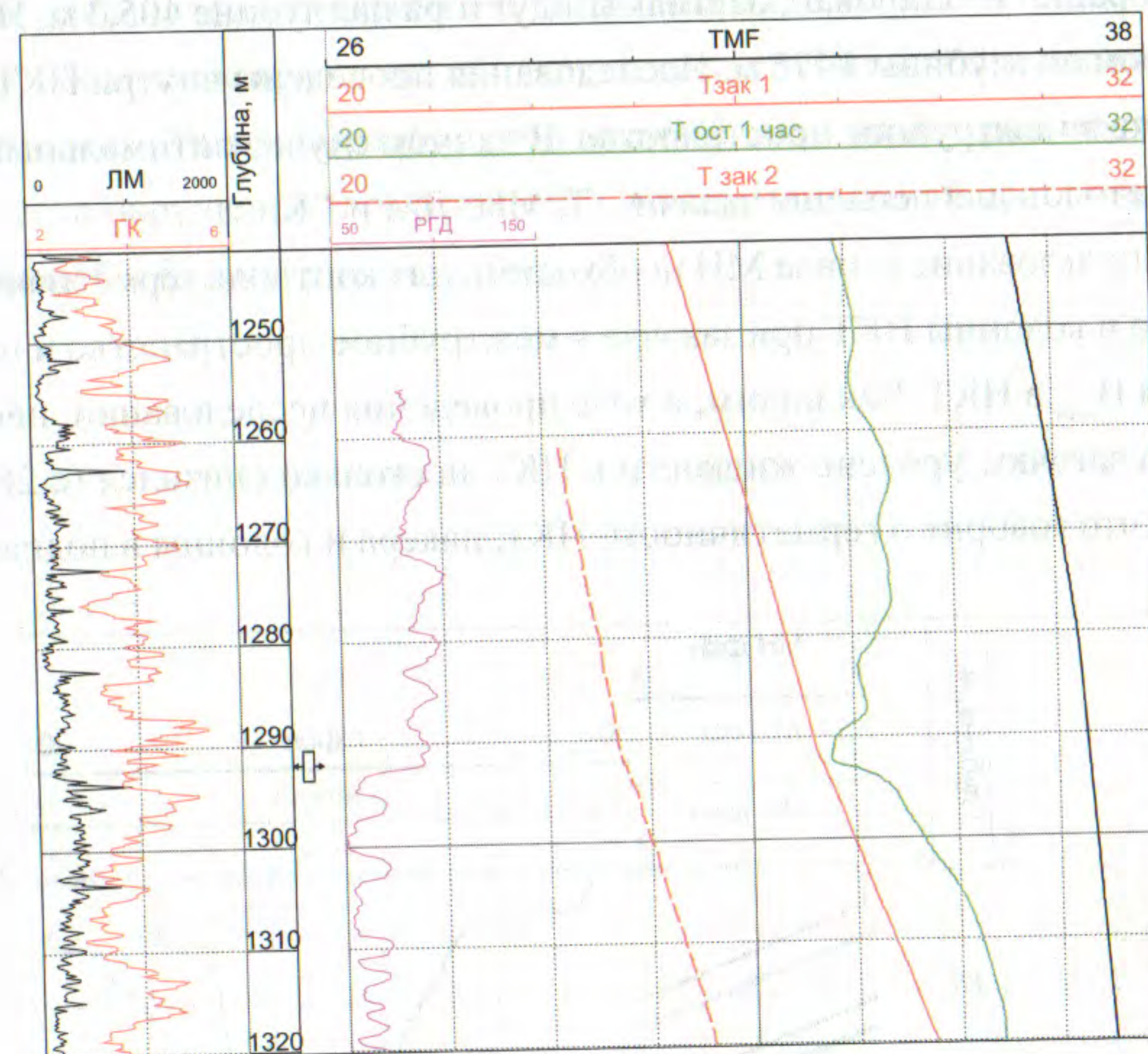


Рис. 4.21. Поиск места нарушения колонны методом порционной закачки. Сква. 722/11

Исследования проведены в скважине с открытым интервалом перфорации, приемистость пласта до 200 м³/сут. Как уже отмечалось ранее, несмотря на значительную приемистость место нарушения колонны при использовании такой методики все же отмечается на термограммах при закачке. Наличие ухода жидкости в место нарушения подтверждено также замером в остановленной скважине, где наблюдается остаточная аномалия охлаждения в интервале поглощающего пласта.



На другом представленном примере исследования проведены в режиме закачки жидкости в межтрубное пространство в скв. 358/25 (рис. 4.22).

Эксплуатационная колонна опущена на глубину 2817 м, интервал перфорации изолирован, башмак кондуктора на глубине 405,3 м, НКТ с пакером до глубины 1495 м. Исследования проведены внутри НКТ при закачке в межтрубное пространство. В данном случае оптимальный набор методов для решения задачи – Т, МН, ЛМ и ГК.

Использование канала МН необходимо для контроля герметичности пакера и колонны НКТ при закачке в межтрубное пространство и положения $H_{\text{дин}}$ в НКТ. Как видим, в ходе проведения исследований, несмотря на закачку, уровень жидкости в НКТ несколько снизился (с 28 до 50 м), что говорит о герметичности НКТ, пакера и колонны в подпакер-

ном пространстве. Незначительное снижение уровня – следствие выноса жидкости на устье за счет вытеснения кабелем.

Сравнивая замер Т, выполненный до закачки, в процессе закачки и после завершения закачки, можно однозначно выделить интервал движения закачиваемого флюида в затрубном пространстве: устье скважины – башмак кондуктора. Жидкость ниже глубины 405 м полностью неподвижна. Таким образом, уход закачиваемой воды происходит через место нарушения герметичности эксплуатационной колонны, приуроченной к башмаку кондуктора.

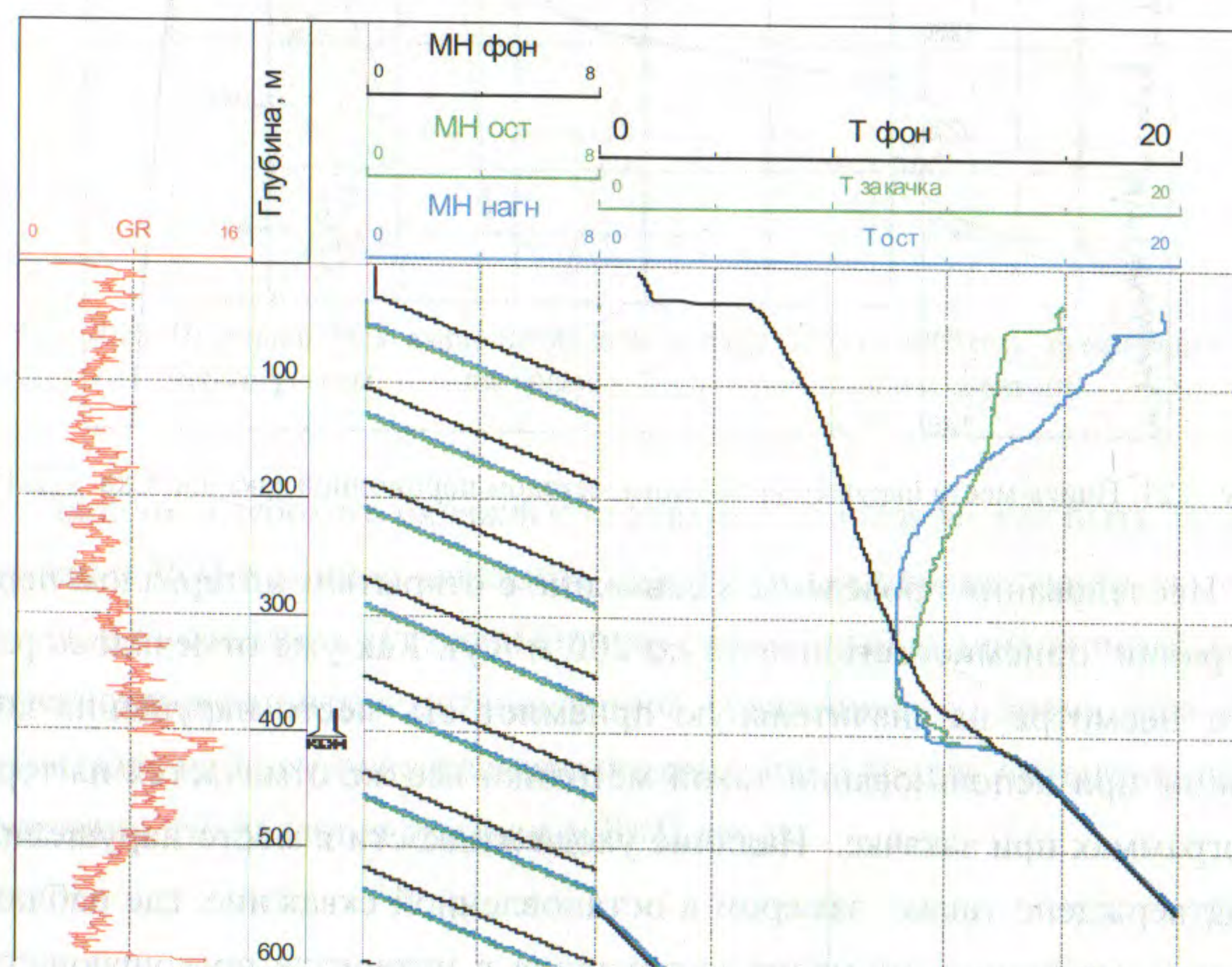


Рис. 4.22. Исследования при КРС, закачка в межтрубное пространство

§ 2. Методические основы исследований и интерпретации

Измерения проводятся в скважине, проработавшей в режиме постоянного отбора не менее суток. Допускается кратковременная остановка скважины, связанная, например, с проведением спуско-подъемных операций скважинных приборов. В таком случае исследования должны производиться после пуска скважины не ранее чем через промежуток времени, равный времени простоя.

Исследование скважин, оборудованных ШГН, проводится по серповидному зазору в межтрубном пространстве. При этом устье скважины должно быть оборудовано эксцентричной планшайбой (специальным отклонителем). В настоящее время для повышения проходимости прибора и снижения риска захлестывания кабеля за НКТ используют «жесткий» каротажный кабель диаметром до 16 мм. Применение такого кабеля обеспечивает исследование скважин с максимальным зенитным углом до 45°, существенно снижая риск аварии на подъеме.

Перемещение скважинного прибора должно создавать минимум искажений температурного поля в стволе скважины и в интервале детальных исследований основное направление регистрации при движении прибора сверху вниз (на спуске) со скоростью до 400 м/час. Искажение диаграмм происходит в основном за счет загрязнения датчиков. Так, например, при спуске прибора (особенно в межтрубном пространстве глубинно-насосных скважин) охранный фонарь датчика часто забивается парафином, грязью. В результате реальная тепловая инерция термометра может в несколько раз превосходить паспортное значение. Аналогичное загрязнение наблюдается и у датчиков состава, РГД и СТИ. При наличии признаков загрязнения датчиков необходимо принять меры для их очистки путем промывки.

Интервал детальных исследований должен охватывать все перфорированные пласты, а также интервалы глубин на расстоянии 20–30 м

ГЛАВА 5. ИССЛЕДОВАНИЕ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

§ 1. Решаемые задачи и комплекс применяемых методов

К категории добывающих скважин относятся фонтанные скважины и скважины механизированного фонда, эксплуатируемые штанговыми глубинными насосами (ШГН) и глубинными электроцентробежными насосами (ЭЦН). Фонтанные и ШГН-скважины исследуются в процессе их работы. ЭЦН-скважины исследуются до насоса внутри НКТ.

Комплекс методов для исследования в процессе работы скважины включает термометрию, дебитометрию механическую и термокондуктивную, резистивиметрию, влагометрию и гамма-гамма-плотнометрию по прямому излучению и не часто акустическую шумометрию. По результатам геофизических исследований решаются следующие геолого-промысловые задачи:

- выявление притоков;
- определение интервалов поступления нефти, воды и газа;
- выявление высоконапорных пластов;
- определение мест нарушения герметичностей обсадных колонн;
- выявление заколонных и внутриколонных межпластовых потоков;
- контроль работы глубинно-насосного оборудования.



в обе стороны от пласта. Если длина зумпфа меньше этого расстояния, регистрация проводится до уровня осадка, не допуская загрязнения датчиков.

После регистрации основной термограммы обязательно повторяют запись. Повторную запись в целях экономии времени можно начинать сразу после первой. При этом попутно можно оценить искажение термограммы вследствие завышенной скорости записи или возросшей постоянной времени. Для этого при регистрации повторной термограммы скважинный прибор следует остановить на 2–3 метра выше искусственного забоя, отмеченного при первом замере.

При решении некоторых задач используют замеры в остановленной скважине. Наибольшую информацию несет регистрация серии диаграмм с интервалом 2–4 часа после остановки скважины. При этом один замер выполняется сразу после остановки, последующие – по мере восстановления забойного давления и снижения дебита притока.

При поисковых исследованиях по стволу скважины измерения могут быть проведены и на подъеме со скоростью до 900 м/ч.

Сразу после измерений, не поднимая прибор из интервала исследований, производят оперативный контроль качества диаграмм. Критерии качества – уровень шумов и воспроизводимость. В частности, по каналу термометра контрольная запись не должна расходиться с основной более чем на $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ в большинстве точек, а общий характер кривой должен воспроизводиться с высокой точностью.

Исключение составляют так называемые «пики внедрения», наблюдаемые иногда в интервалах перфорации и обусловленные наличием интенсивных радиальных притоков до смешивания в скважине. Амплитуда таких пиков на основной и повторной диаграммах может быть различной. В случае значительного расхождения основной и повторной диаграмм замер следует повторить.

Интерпретация результатов термических исследований начинается

с общего анализа зарегистрированных термограмм и выделения температурных аномалий. Анализ термограммы начинают с зумпфа. При наличии зумпфа длиной более 15–20 м в случае отсутствия осложнений (приток с забоя, заколонный переток) по ненарушенному геотермическому распределению можно приближенно восстановить фоновую геотерму в интервале пласта. Отсутствие участка ненарушенной геотермы в зумпфе затрудняет интерпретацию.

Распределение температуры по стволу действующей скважины зависит от множества факторов: геотермического поля, состава и скорости движения притекающего из пластов флюида. Окончательное заключение по результатам исследований выдается по данным всего геофизического комплекса.

§ 3. Решение промысловых задач в длительное время работающих добывающих скважинах

Выявление притоков

На рис. 5.1 приведены результаты исследований скважины 9163. Скважина фонтанирует с дебитом $250\text{ м}^3/\text{сут}$ безводной нефти. По участку ненарушенной геотермы в зумпфе восстановлена условная геотерма Г. По термограмме отмечается приток из обоих перфорированных пластов. Величина разогрева жидкости за счет дросселирования в нижнем пласте составляет $1,4\text{ }^{\circ}\text{C}$. Положение нижней границы притока обозначено буквой А и отмечается характерной точкой излома термограммы на глубине 1721,8 м.

Признаком притока из верхнего пласта является аномалия калориметрического смешивания потоков, причем в зоне смешивания можно наблюдать как понижение, так и повышение температуры. Знак температурной аномалии определяется соотношением температуры жидко-



сти, поступающей из интервала перфорации, и температурой потока в стволе скважины.

Поскольку в длительное время эксплуатируемых скважинах с установившимися дроссельными тепловыми полями величина аномалии дросселирования от дебита зависит слабо, данные термометрии можно использовать для выявления слабых притоков. Так, на термограмме скв. 897 (рис. 5.2) отмечается приток из подошвенной части интервала перфорации (1397–1406 м), пропущенный механическим расходомером.

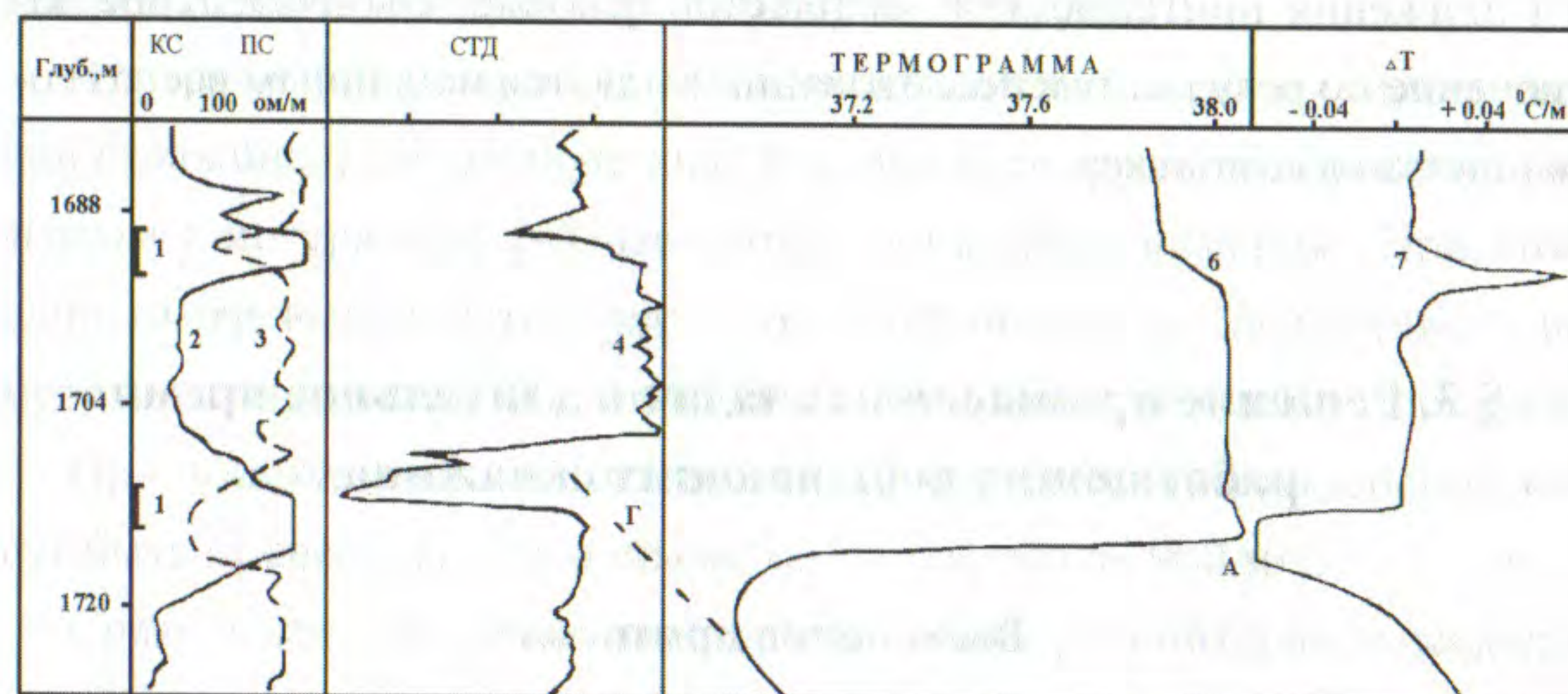


Рис. 5.1. Сква. 9163. 1 – интервал перфорации; 2, 3 – КС, ПС; 4 – СТД; 6 – термограмма; 7 – градиент-термограмма

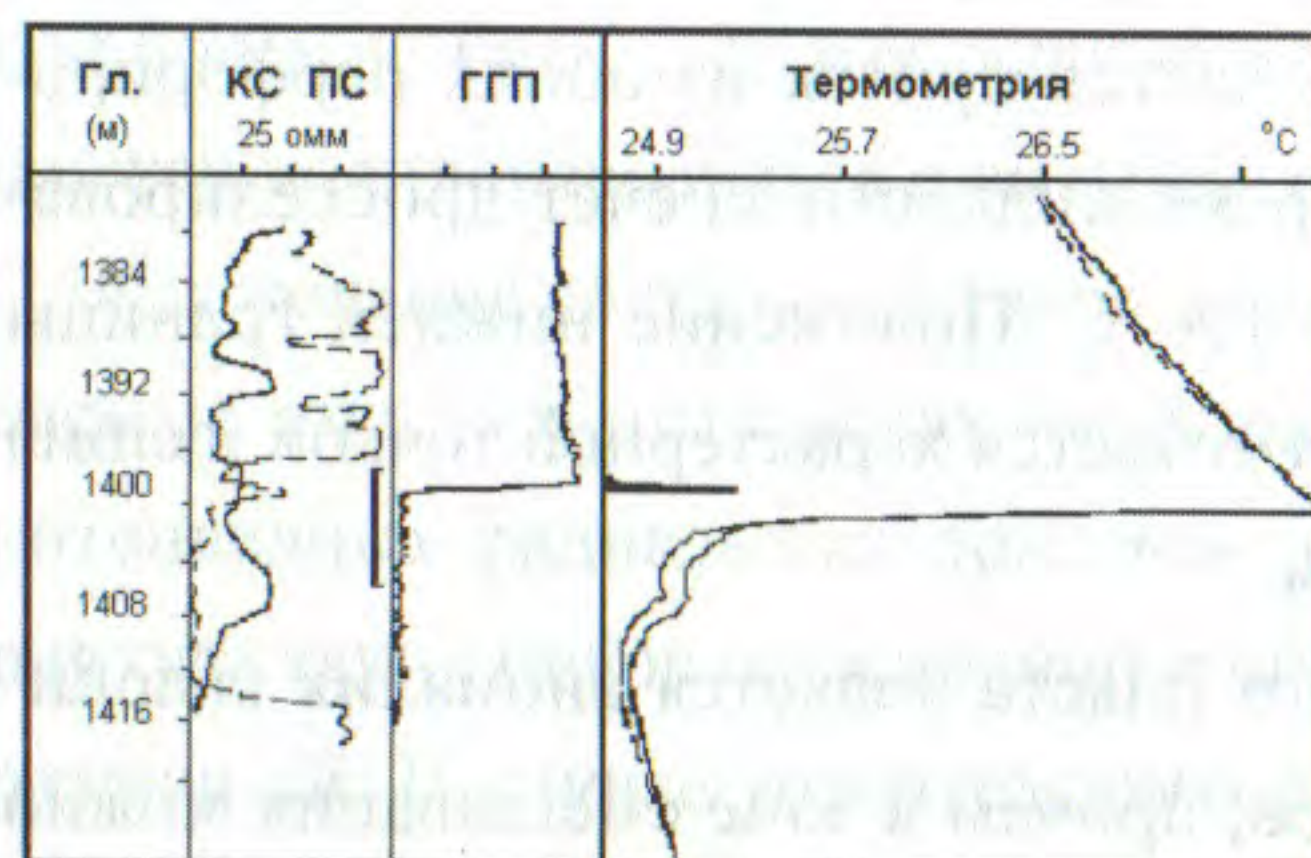


Рис. 5.2. Пример выявления слабого притока в скв. 897

Выявление слабых притоков возможно также по пикам внедрения и по аномалиям калориметрического смешивания. Последний признак наиболее эффективен, когда расстояние между отдающими пластами велико. Разница температур смешивающих-

ся потоков может составить несколько градусов, и тогда приток даже незначительного количества жидкости может привести к значительной аномалии.

Выявление негерметичности колонны

Выявление мест негерметичности обсадной колонны по результатам потокометрических исследований возможно только в том случае, если наблюдается приток или уход жидкости в этом интервале и решение этой задачи аналогично выявлению интервалов притока флюида из перфорированных пластов в ствол скважины. Признаки: дроссельная аномалия, аномалия калориметрического смешивания и изменение градиента температуры по глубине, характерное увеличению расхода жидкости по колонне.

На рис. 5.3 представлены результаты исследований скважины по оценке технического состояния эксплуатационной колонны. Интервал перфорации – 2058–2062 м. Несмотря на отсутствие методов расходомерии замер температуры по стволу в действующей скважине позволяет выявить негерметичность колонны ниже интервала перфорации в муфтовом соединении на глубине 2146 м по аномалии дросселирования жидкости.

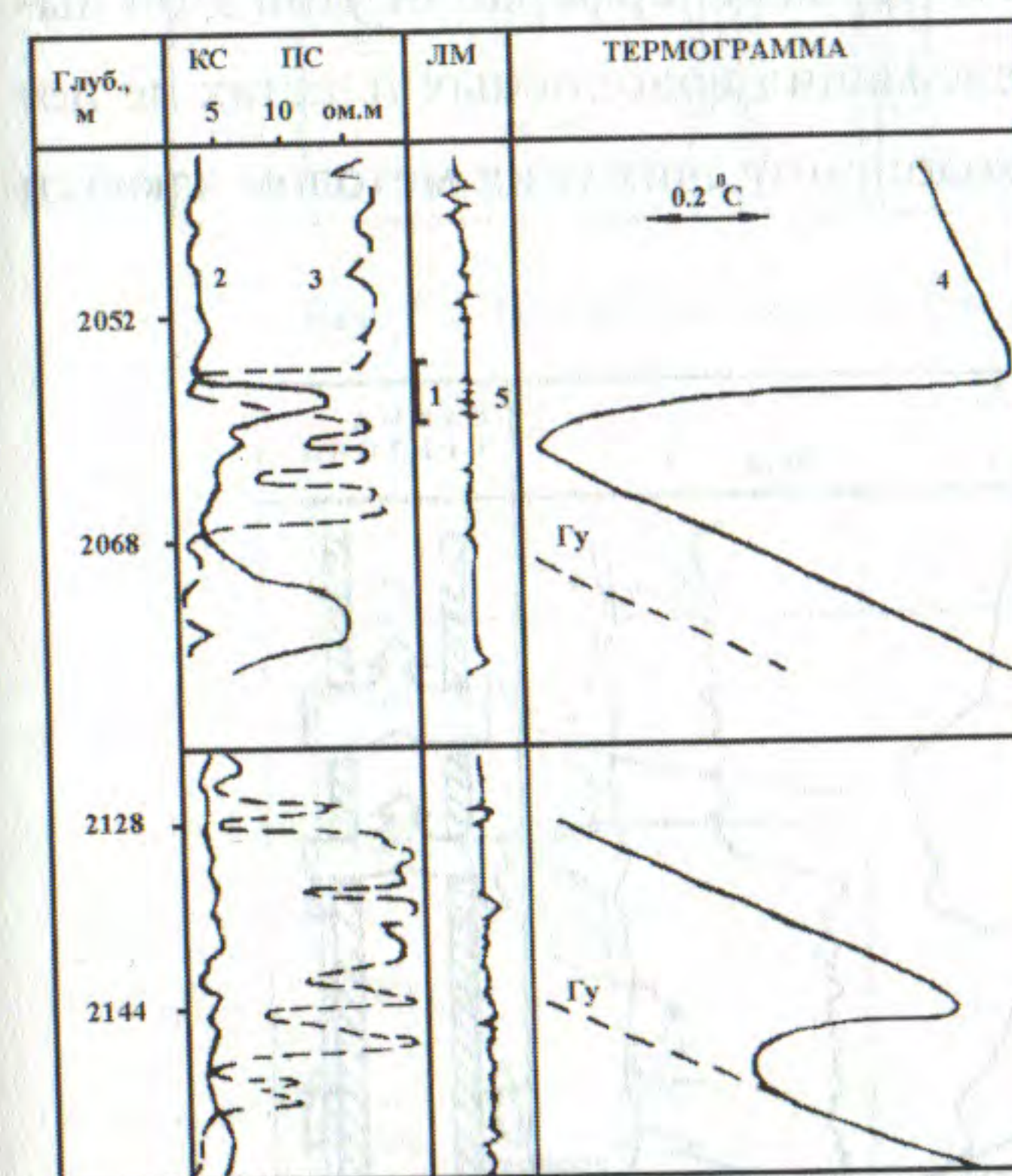


Рис. 5.3. Определение места нарушения колонны по эффекту дросселирования



Выявление интервалов заколонного движения жидкости

Если нижняя граница работающего пласта, определяемая по температурной аномалии дросселирования и методами расходомерии, приурочена к перфорированному интервалу, а ниже уверенно регистрируется геотермическое распределение, то это свидетельствует об отсутствии заколонного движения в зумпфе (как на рис. 5.1). При этом задержка температурной аномалии от работы пласта (выход на геотерму) в длительно работающей скважине не может превышать 8–10 м.

Уверенно можно выявить заколонное движение снизу, когда в зумпфе отмечаются явные температурные аномалии. Например, на термограмме скв. 133 одного из месторождений Сибири (рис. 5.4) четко отмечается искажение геотермы в интервале 2076–2092 м, обусловленное разогревом воды вследствие дросселирования при вертикальном движении за колонной к подошве интервала перфорации. При этом высокое пластовое давление в нижележащих водоносных пластах не позволило определить интервал заколонного движения методом закачки изотопов.

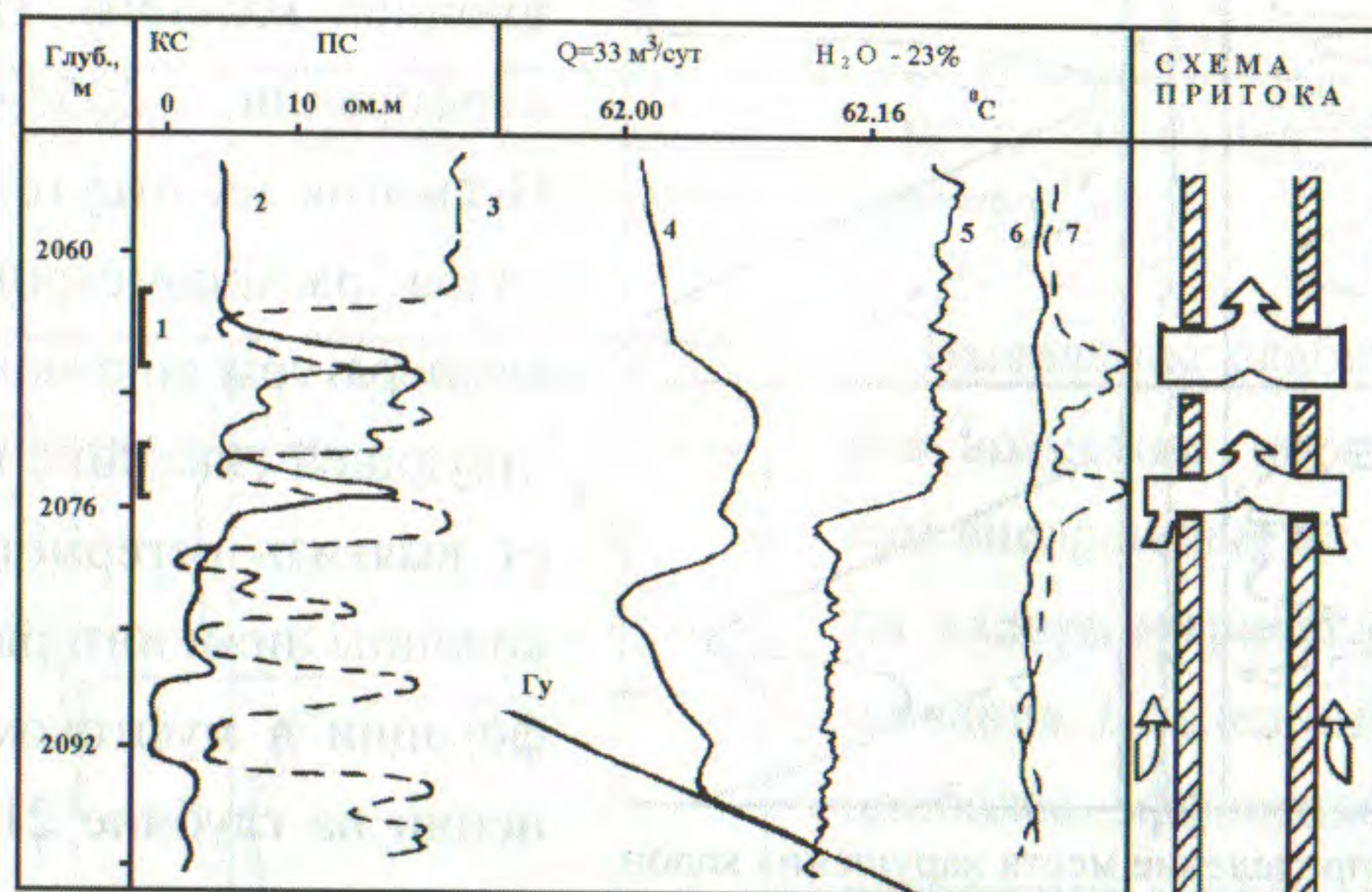


Рис. 5.4. Определение интервала заколонного перетока в скважине 133.

1 – интервалы перфорации; 2, 3 – КС, ПС; 4 – термограмма в процессе фонтанирования; 5 – плотногограмма; 6, 7 – ГК до и после закачки изотопов

При заколонной циркуляции жидкости основной перепад давлений может происходить не только в пласте, но и на других участках пути движения жидкости. Обычно на таких участках наблюдается разогрев от эффекта дросселирования. На термограмме скв. 219 (рис. 5.5) основной разогрев наблюдается в интервале 1353–1357 м против глинистых пропластков на пути заколонного движения воды из водоносного

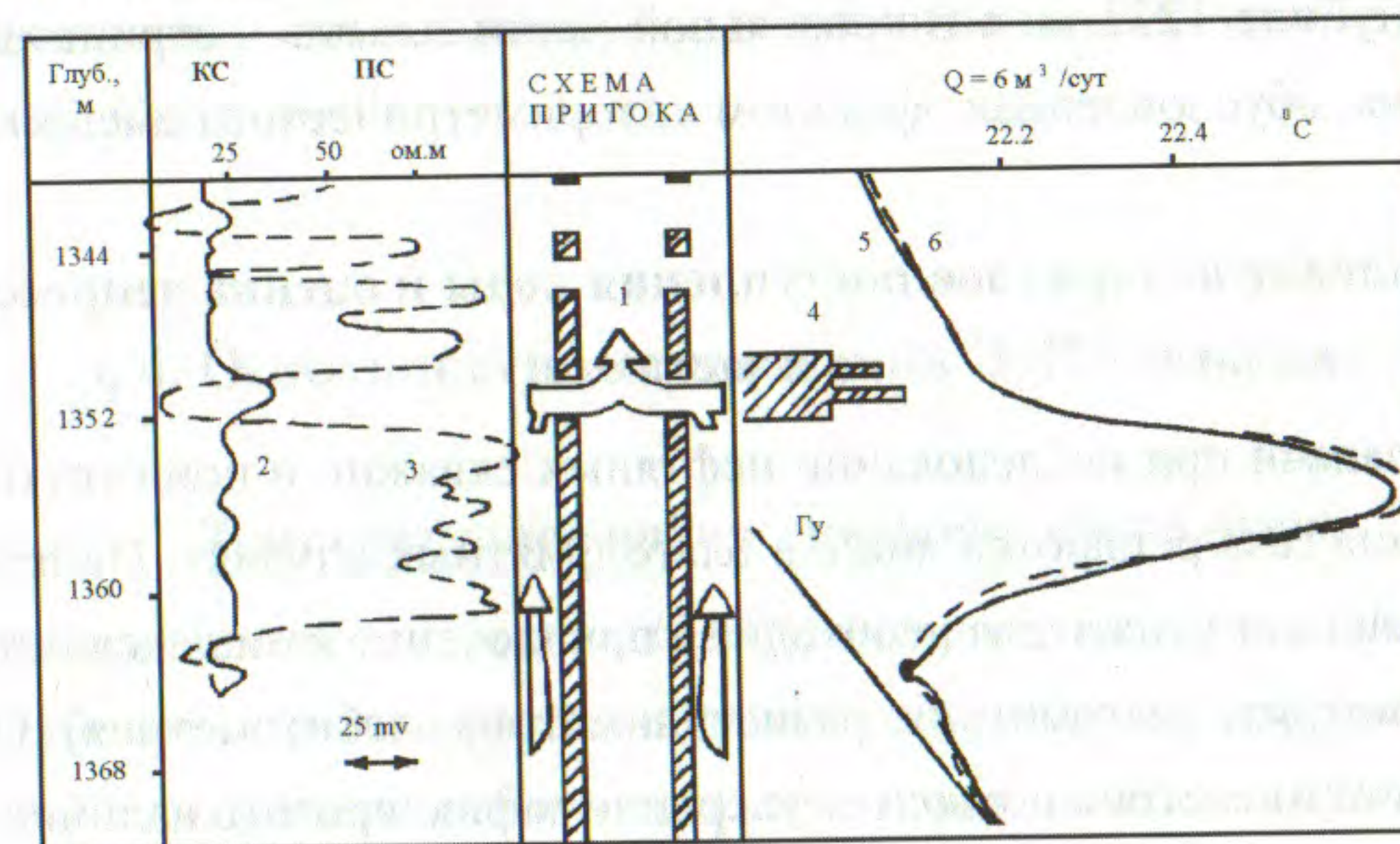


Рис. 5.5. Выявление заколонного движения в скважине 219

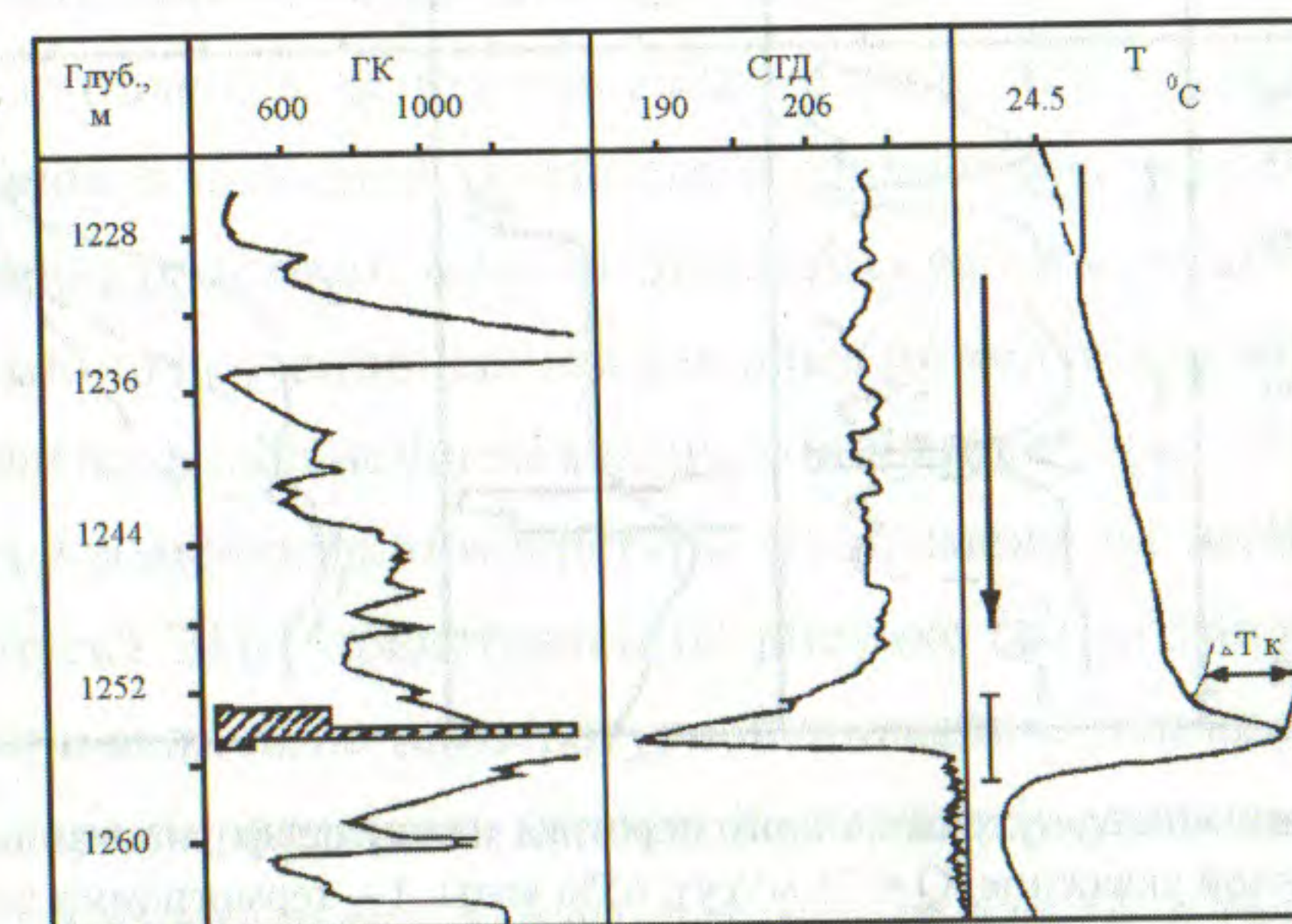


Рис. 5.6. Пример выявления заколонного перетока сверху



пласта с глубины 1362 м, откуда начинается искажение геотермического поля.

На рис. 5.6 приведен пример выявления заколонного перетока сверху в скв. 5109. Дебит скважины $56 \text{ м}^3/\text{сут}$ воды плотностью $1,18 \text{ г/см}^3$. По данным дебитометрии наблюдается приток преимущественно из кровельной части пласта. На термограмме отмечается изменение наклона на глубине 1232 м, а в кровельной части пласта – отрицательная аномалия, обусловленная эффектом калориметрического смешивания.

Выявление интервалов поступления воды и оценка депрессий в пластах

Эти задачи при исследовании нефтяных скважин и при отсутствии выделения газа решаются лишь в благоприятных случаях. На практике для решения этих задач необходимо привлечение комплекса методов (плотнометрия, влагометрия, резистивиметрия, дебитометрия). Отметим, что термометрия позволяет уверенно зафиксировать наличие вну-

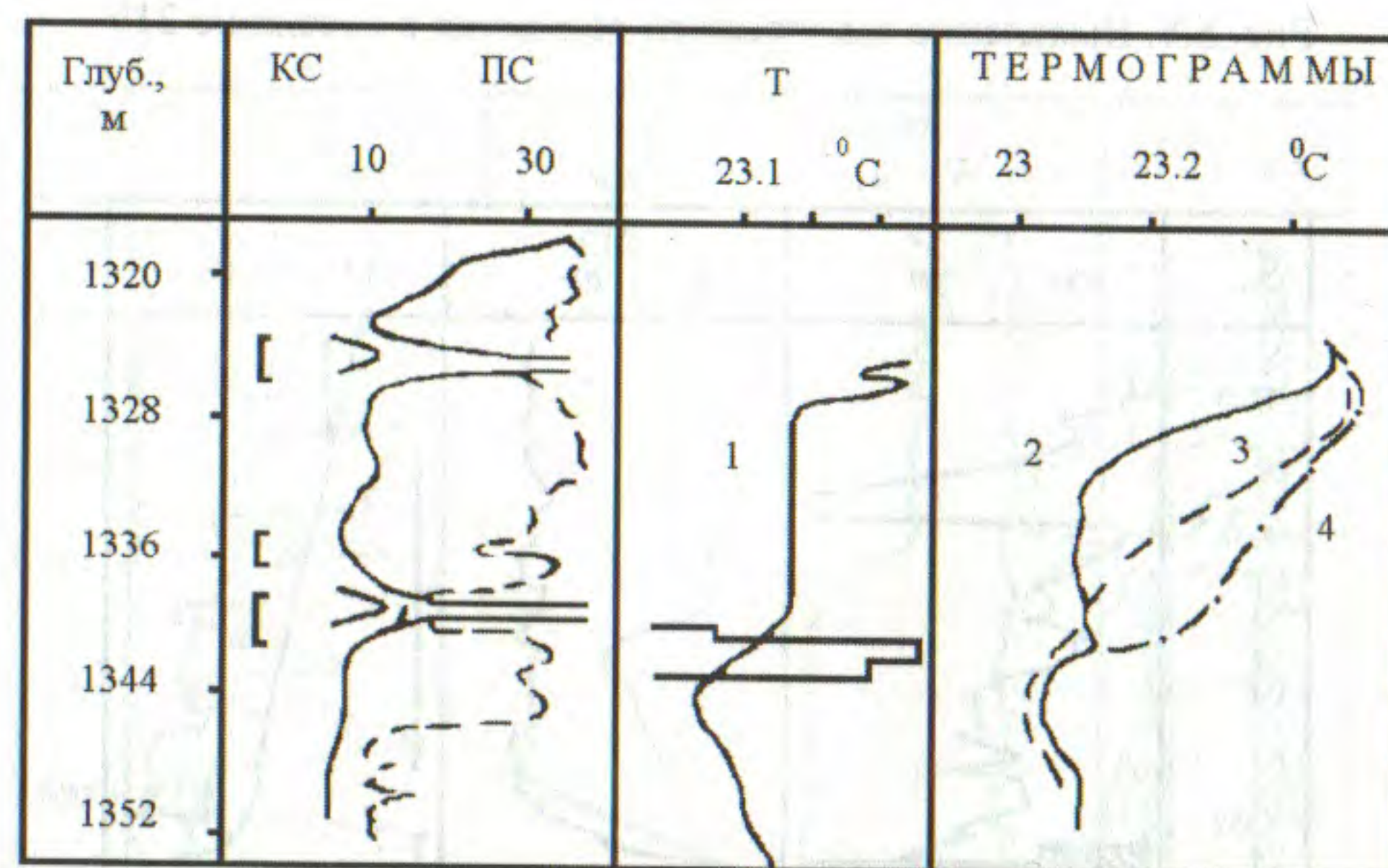


Рис. 5.7. Возникновение внутриколонного перетока между перфорированными пластами в остановленной скважине. $Q = 55 \text{ м}^3/\text{сут}$, 65% воды. 1 – термограмма действующей скважины; 2, 3, 4 – термограммы, регистрация которых началась соответственно через 30 мин., 2 часа и 3 часа после остановки насоса

триколонных межпластовых перетоков в остановленной скважине, что можно использовать для оценки различия пластовых давлений, для выявления высоконапорных пластов.

На рис. 5.7 приведены результаты исследования эксплуатируемых пластов в процессе работы (кр. 1) и после выключения насоса (кр. 2, 3, 4). Динамика температуры в интервале между пластами после остановки скважины свидетельствует о возникновении перетока из верхнего пласта в нижний.

§ 4. Особенности исследования ЭЦН-скважин

Температурное поле в скважине после пуска

В скважинах, оборудованных ЭЦН, интервал исследований ограничен глубиной подвески насоса и удален от интервала перфорации. Исследования в процессе работы скважины осуществляются в НКТ до насоса (до сливного клапана). Наиболее информативным методом здесь является термометрия. При исследованиях в НКТ решаются задачи с оценкой состояния глубинно-насосного оборудования.

Тепловое поле в зоне исследования определяется в основном тепловыделением в насосной установке и теплообменом потоков с окружающим пространством, зависит от режима работы установки и, будучи существенно нестационарным в первые моменты времени после пуска, становится в дальнейшем квазистационарным (рис. 5.8).

Характер изменения температуры во времени на выходе из насоса после пуска ЭЦН представлен на рисунке без уточнения интервала времени и величины температурной аномалии. Эти величины определяются характеристиками насосной установки, уровнем жидкости в скважине в момент пуска, характеристиками пласта, а также тепловой предисторией скважины.

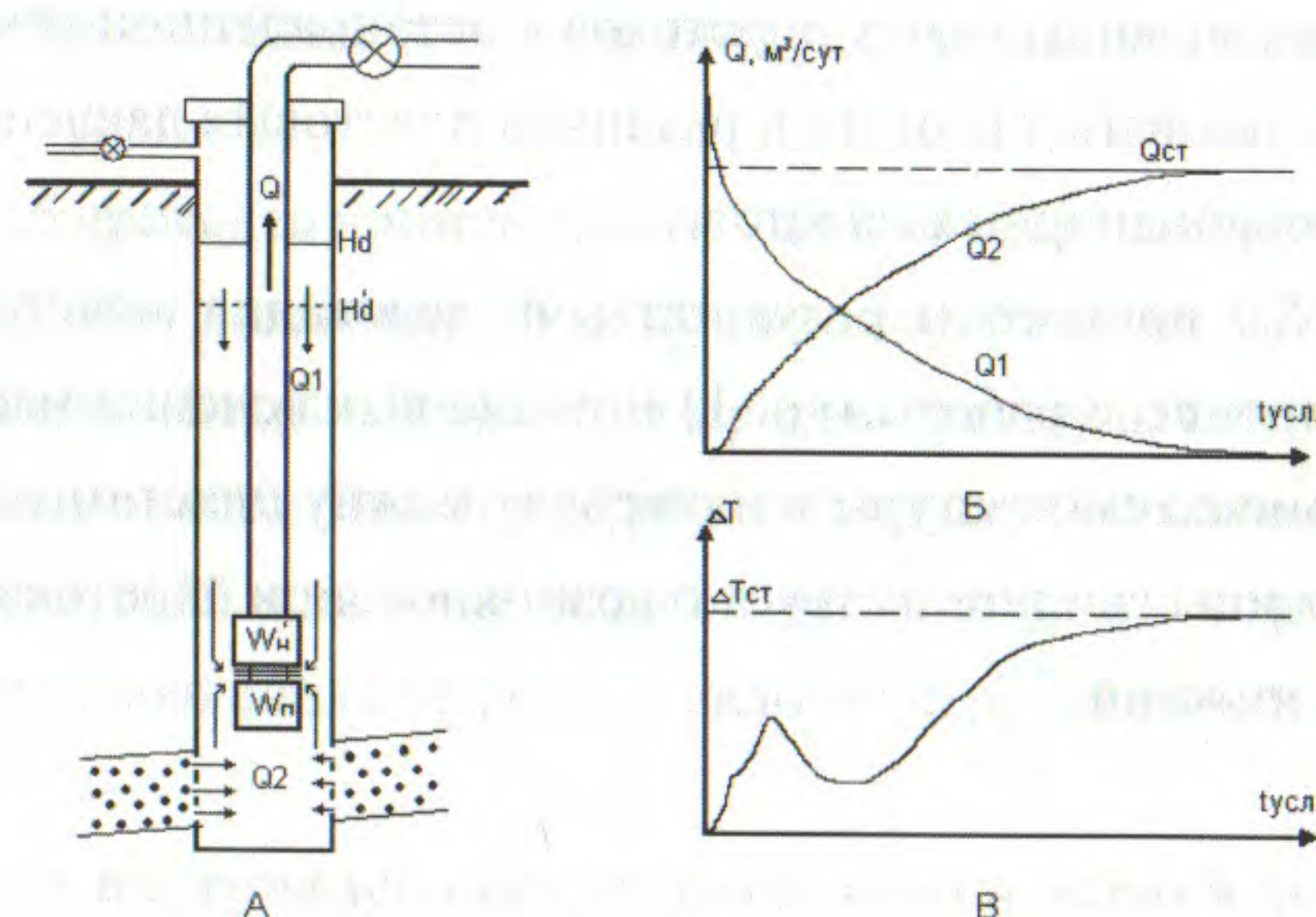


Рис. 5.8. Термогидродинамическая схема работы скважины, оборудованной ЭЦН:
а – конструкция скважины; б – схема распределения потоков после пуска ЭЦН;
в – изменение температуры потока на выходе из насоса после пуска

Информацию о техническом состоянии насосно-подъемного оборудования дают временные измерения распределения температуры в колонне НКТ, регистрируемые после установления квазистационарного режима.

Распределение температуры в колонне НКТ в течение первых нескольких часов после пуска определяется в основном наличием встречных потоков в НКТ и межтрубном пространстве, а также составом среды в межтрубном пространстве. После пуска ЭЦН в работу в колонне НКТ начинается интенсивное движение жидкости и первоначально отбор жидкости идет из межтрубного пространства (Q_1), а пласт включается в работу (Q_2) по мере создания на него депрессии. При этом в интервале от устья до точки подвеса насоса наблюдается встречное движение жидкости. В НКТ поднимается жидкость, разогретая на ΔT относительно жидкости, поступающей в ЭЦН:

$$\Delta T = W_n / Q \rho C,$$

где: W_n – тепловыделение в насосной установке; Q – дебит текущий; ρ – плотность жидкости; C – теплоемкость жидкости.

Жидкость, находящаяся в межтрубном пространстве и имеющая различный состав (вода, нефть, нефтяная пена, эмульсия), движется вниз, имея температуру, отличную от температуры жидкости в НКТ и температуры окружающих горных пород.

В условиях встречных потоков с различной температурой и составом существует теплообмен, определяемый физическими свойствами жидкости, и градиент температуры в НКТ пропорционален теплопроводности среды, находящейся в межтрубном пространстве. Таким образом, серия термограмм, зарегистрированных в колонне НКТ в процессе установления динамического уровня, будет выглядеть следующим образом (рис. 5.9).

Скачкообразное изменение температуры, или «сломы» термограмм, будут наблюдаться на границах раздела сред, постепенно смещаясь вниз одновременно со снижением уровня жидкости в межтрубном пространстве. Эта особенность теплового поля скважины позволяет про-

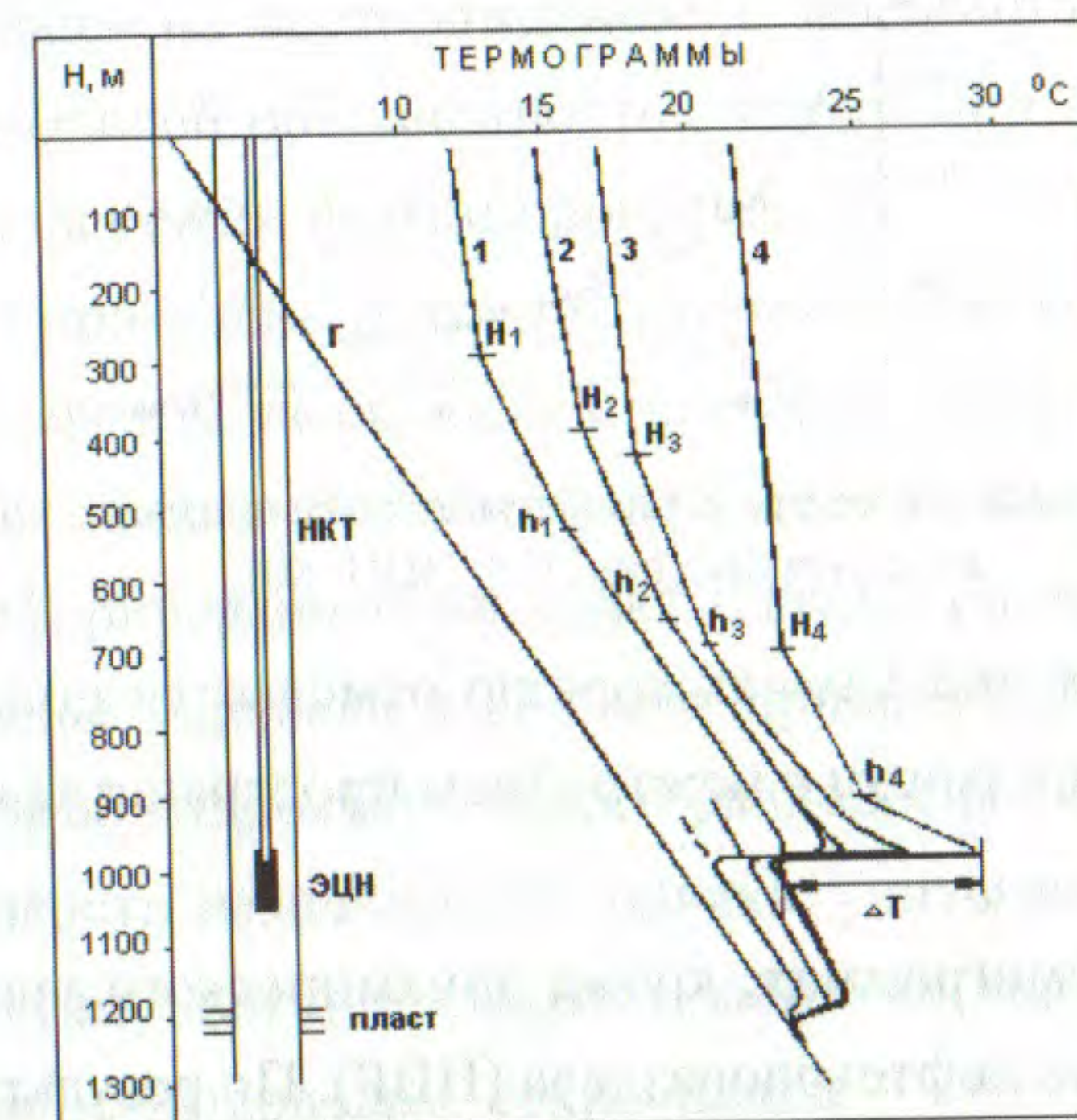


Рис. 5.9. Температурное поле скважины после пуска ЭЦН.

1, 2, 3, 4 – условные термограммы в различные моменты времени; Г – условная геотерма; $H_1 - H_4$ – динамические уровни; $h_1 - h_4$ – уровни нефтераздела; ΔT – перегрев на насосе



слеживать темп установления и окончательное положение динамического уровня в скважине методами термометрии.

Практический пример прослеживания динамического уровня в межтрубном пространстве приведен на рис. 5.10.

В скважине № 118 замер № 1 проведен через 15 мин после пуска насоса на подъеме, № 2 – через 37 мин на спуске, № 3 – через 2 ч 20 мин на подъеме, № 4 – через 3 ч 15 мин на спуске, № 5 – через 5 ч 30 мин на подъеме.

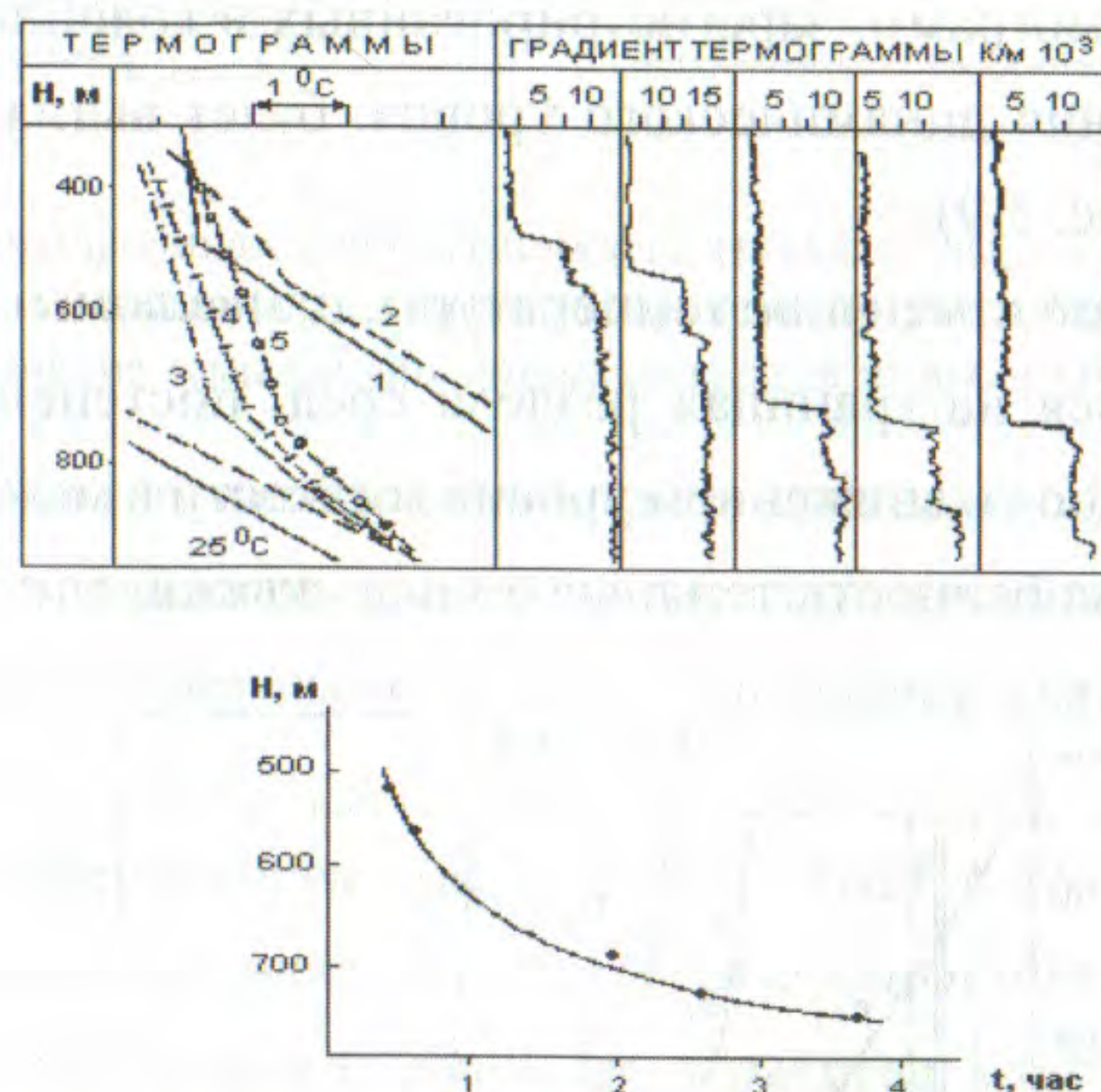


Рис. 5.10. Прослеживание темпа установления динамического уровня и НВР в межтрубье (скв. 118, ЭЦН-80)

На приведенных диаграммах хорошо отмечается положение динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве на момент исследования.

На градиент-термограммах, кроме динамического уровня, прослеживается положение нефтеводораздела (НВР). По результатам временных замеров строится график установления динамического уровня, позволяющий путем экстраполяции установить окончательное положение границы раздела «нефть – газ» и рассчитать депрессию на пласт.

Температурное поле продуктивного интервала скважины

Из-за наличия электрического кабеля в межтрубном пространстве скважины исследование продуктивных интервалов скважины, оборудованной ЭЦН, практически невозможно. В настоящее время существуют разработки, позволяющие обеспечивать прохождение прибора под насос, но широкого использования по разным причинам они пока не получили.

Однако при проведении ремонтных работ без глушения скважины после извлечения оборудования возникает возможность исследования продуктивного интервала и получения информации по остаточным послеэксплуатационным эффектам. Кроме того, в первые часы после извлечения оборудования приток жидкости из пласта может еще продолжаться. При этом возможно выделение работающих пластов, межпластовых заколонных перетоков и т. п. аналогично с исследованием добывающих скважин по межтрубному пространству. Такие исследования опробованы на месторождениях с заведомо низким пластовым давлением и высокой обводненностью продукции, исключающей выход скважины на режим фонтанирования.

На рис. 5.11 приведены результаты термических исследований в скважине № 6022 через 12 часов после извлечения насосно-подъемного оборудования. По данным термометрии уверенно выделяются работающими все перфорированные интервалы, кроме интервала 1268–1270 м. В данном случае задержка в 12 часов привела практически к полному установлению гидростатического равновесия скважины с пластом, и приток жидкости незначителен, однако, учитывая, что исследуемый интервал не возмущен подъемными работами, аномалии, приуроченные к отдающим интервалам, сохранились.

Повторные исследования термометром, проведенные через несколько дней после извлечения оборудования, не несут информации об эксплуатируемых пластах.

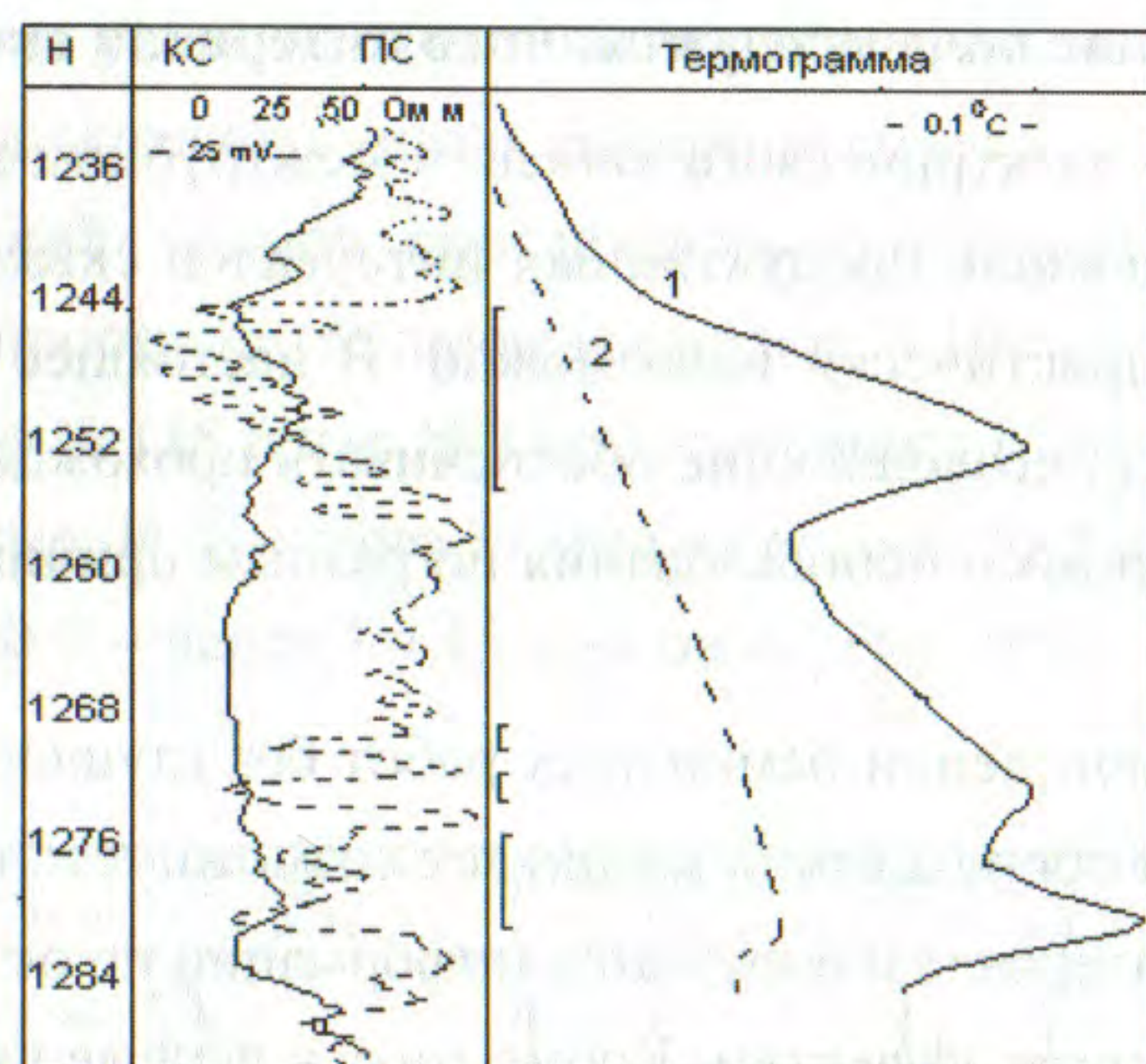


Рис. 5.11. Исследования после извлечения ЭЦН. Сква. № 6022.
1 – исследования через 12 часов после остановки скважины и подъема оборудования;
2 – исследования после длительной остановки

Температурное поле при наличии утечки в колонне НКТ

Нарушение герметичности колонны НКТ в скважине, оборудованной ЭЦН, приводит к перераспределению потока с возвратом части жидкости, прошедшей через насос в межколонное пространство и обратно к приему насоса.

Эта часть жидкости, возвращаясь к насосу, получает дополнительную энергию в виде тепла и вновь поступает в колонну НКТ.

Таким образом, в скважине реализуется частично замкнутый контур с постоянным тепловыделением в насосе, что резко изменяет известную картину теплового поля скважины, оборудованной ЭЦН. Схематическое изображение тепловой картины для различной интенсивности утечки приведено на рис. 5.12.

Как видно из рисунка, место утечки жидкости из НКТ на термограмме отмечается скачком градиента, причем при малых утечках ($Q_2 < Q_1$) конфигурация температурной кривой по форме близка к термограмме,

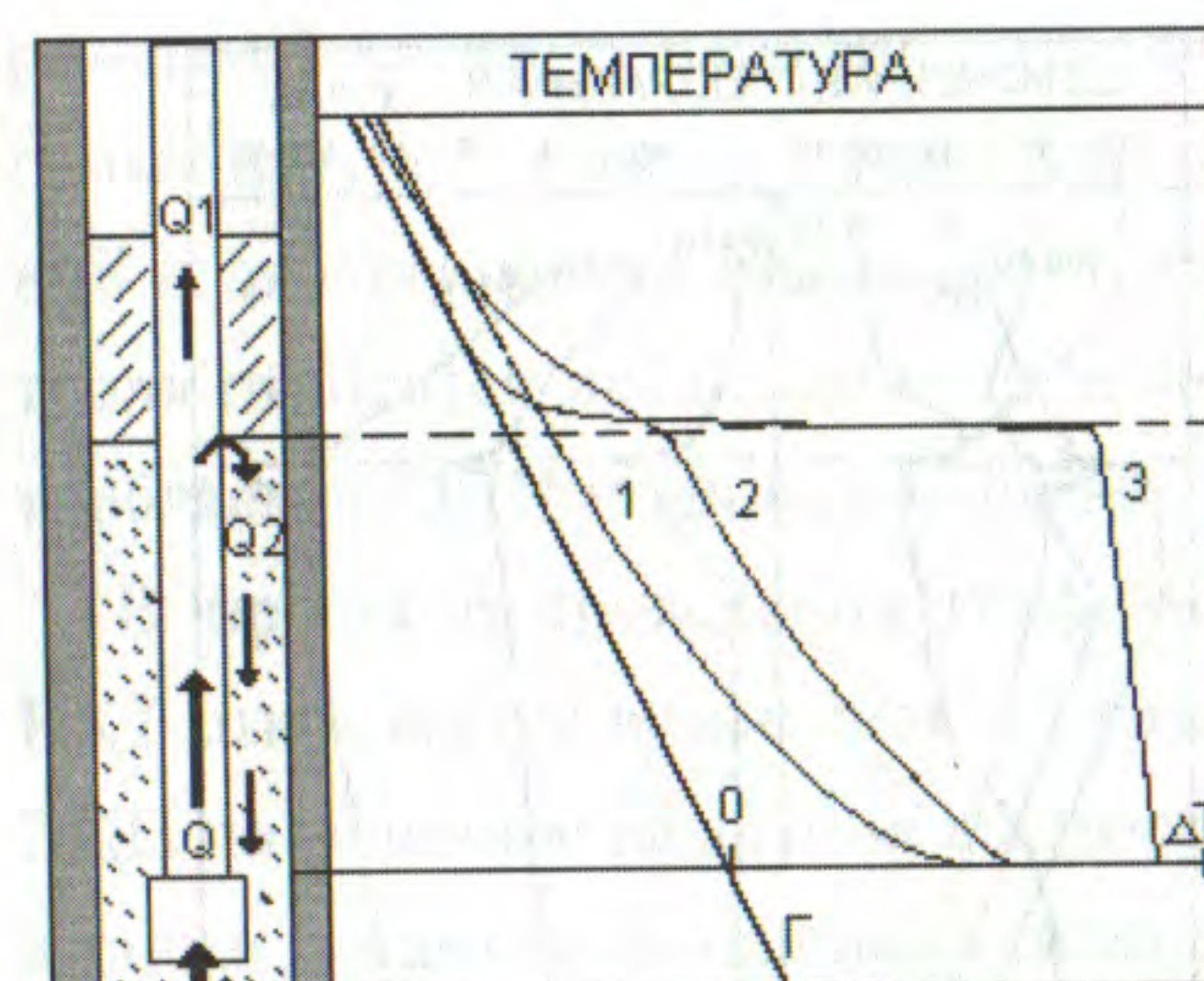


Рис. 5.12. Тепловое поле в ЭЦН-скважине при наличии утечки в НКТ.

Q – поток на выходе из насоса; Q_1 – подача в коллекторе; Q_2 – утечка; Γ – геотермограмма.
Шифр кривых: 1 – ($Q_2 = 0$); 2 – ($0 < Q_2 < Q$); 3 – ($Q_2 = Q, Q_1 = 0$)

регистрируемой на границе раздела сред в межтрубном пространстве. Отличительной чертой термограммы при утечке является локализация (неподвижность) места слома термограммы (скачка градиента температуры), тогда как граница раздела сред перемещается по мере выхода скважины в рабочий режим.

При значительном нарушении целостности колонны НКТ величина утечки Q_2 равна производительности насоса Q , и подача на устье скважины отсутствует. В этом случае конфигурация температурной кривой выше места негерметичности не претерпевает изменения после пуска ЭЦН, а в интервале от насоса до места утечки градиент температуры минимален и разогрев на выходе из насоса существенно выше геотермической температуры ($\Delta T > 5$ К).

Сква. 484 исследована в связи с резким уменьшением подачи жидкости на устье (рис. 5.13).

После остановки ЭЦН и перекрытия коллектора давление в НКТ быстро снижается до нуля, а на термограмме № 1, зарегистрированной в остановленной скважине, отмечается слом на глубине 550 м. Термограмма № 2, зарегистрированная при доливе из коллектора, отметила значительное изменение температуры от уровня до 720 м с резким сломом на глубине 547 м, характерным для негерметичности. Замер № 3 после пуска ЭЦН подтверждает предположение о негерметичности НКТ на глубине 547 м и с частичным уходом жидкости в межтрубное пространство.

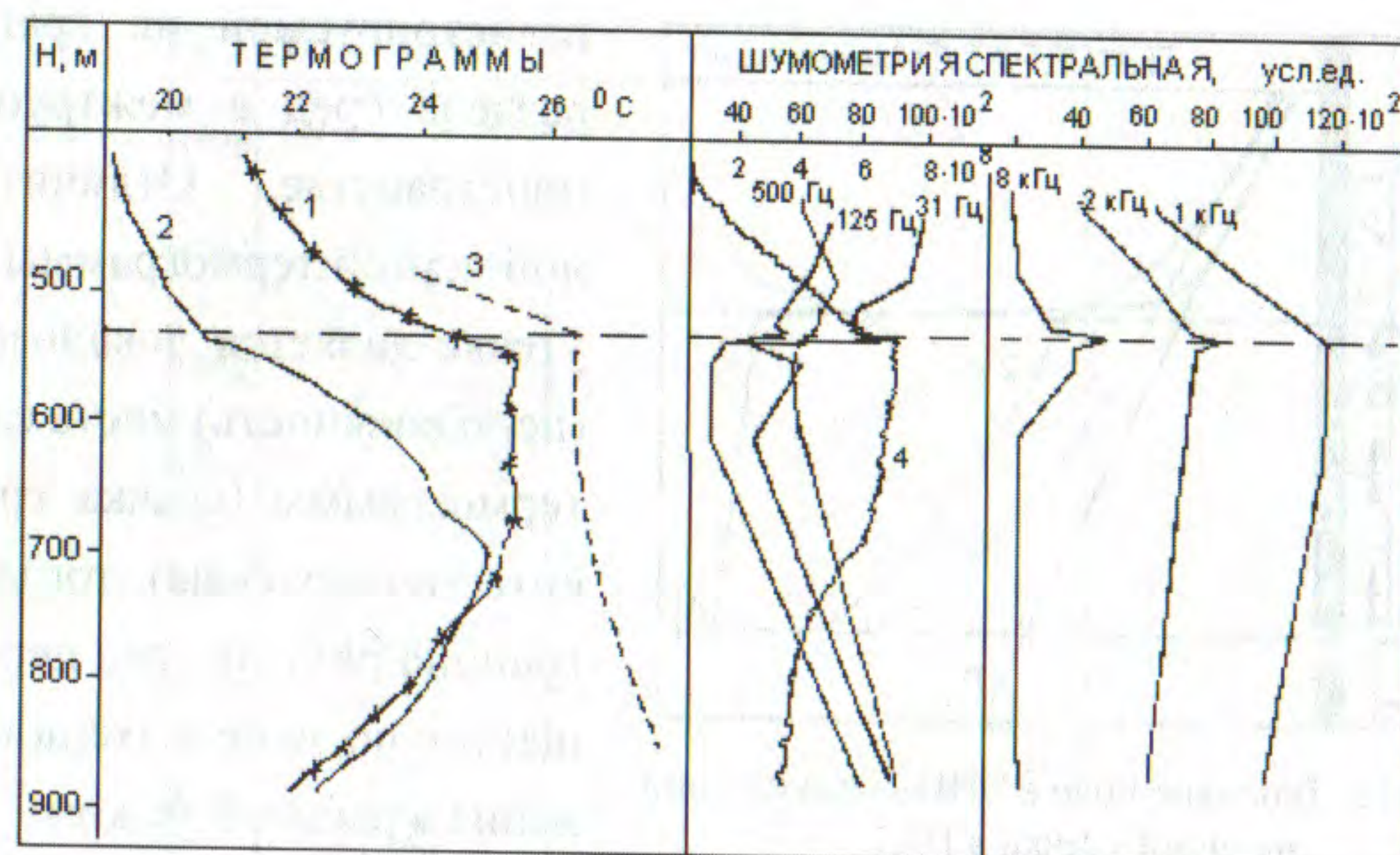


Рис. 5.13. Поиск места нарушения герметичности НКТ. Сква. № 484, ЭЦН – 250.
1 – фон в остановленной скважине; 2 – долив из коллектора; 3 – в работающей скважине; 4 – шумомер на протяжке $f = 8$ кГц

Исследования спектральным шумомером при измерении по точкам и на протяжке отмечают место негерметичности резким изменением характера шумов. Причем лучшую локализацию места утечки дает спектральное «окно» в области высоких частот (8 кГц). Исследования на протяжке проведены после поточечных замеров с учетом большой интенсивности высокочастотной составляющей акустических шумов, позволившей отфильтровать шумы от движения прибора.

Температурное поле при нарушении режима работы ЭЦН

Нарушение режима работы ЭЦН приводит к значительному разогреву узлов и механизмов насоса и электродвигателя, ускоренному износу и выходу из строя установки в целом. Контроль за режимом работы ЭЦН в настоящее время осуществляется по результатам наблюдения за уровнем жидкости в межтрубном пространстве с помощью эхолотов или по кривой ГГК, зарегистрированной в НКТ. По эхолоту возможно получение ошибочного результата за счет регистрации от-

раженной волны от парафиновых пробок, а использование источника гамма-излучения вызывает ряд трудностей с организацией исследований и экологической безопасностью. К промышленным способам контроля относятся наблюдение за дебитом скважины и контроль за потребляемой ЭЦН мощностью по величине тока.

В процессе проведения геофизических исследований в колонне НКТ открывается возможность прямого контроля за режимом работы ЭЦН по величине разогрева жидкости на выходе из насоса (рис. 5.14), а также динамике изменения температурных полей в колонне НКТ.

Наиболее распространенное нарушение режима работы ЭЦН – срыв подачи из-за завышенной производительности насоса. В этом случае происходит снижение динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве до места приема и захват порций воздуха с ухудшением

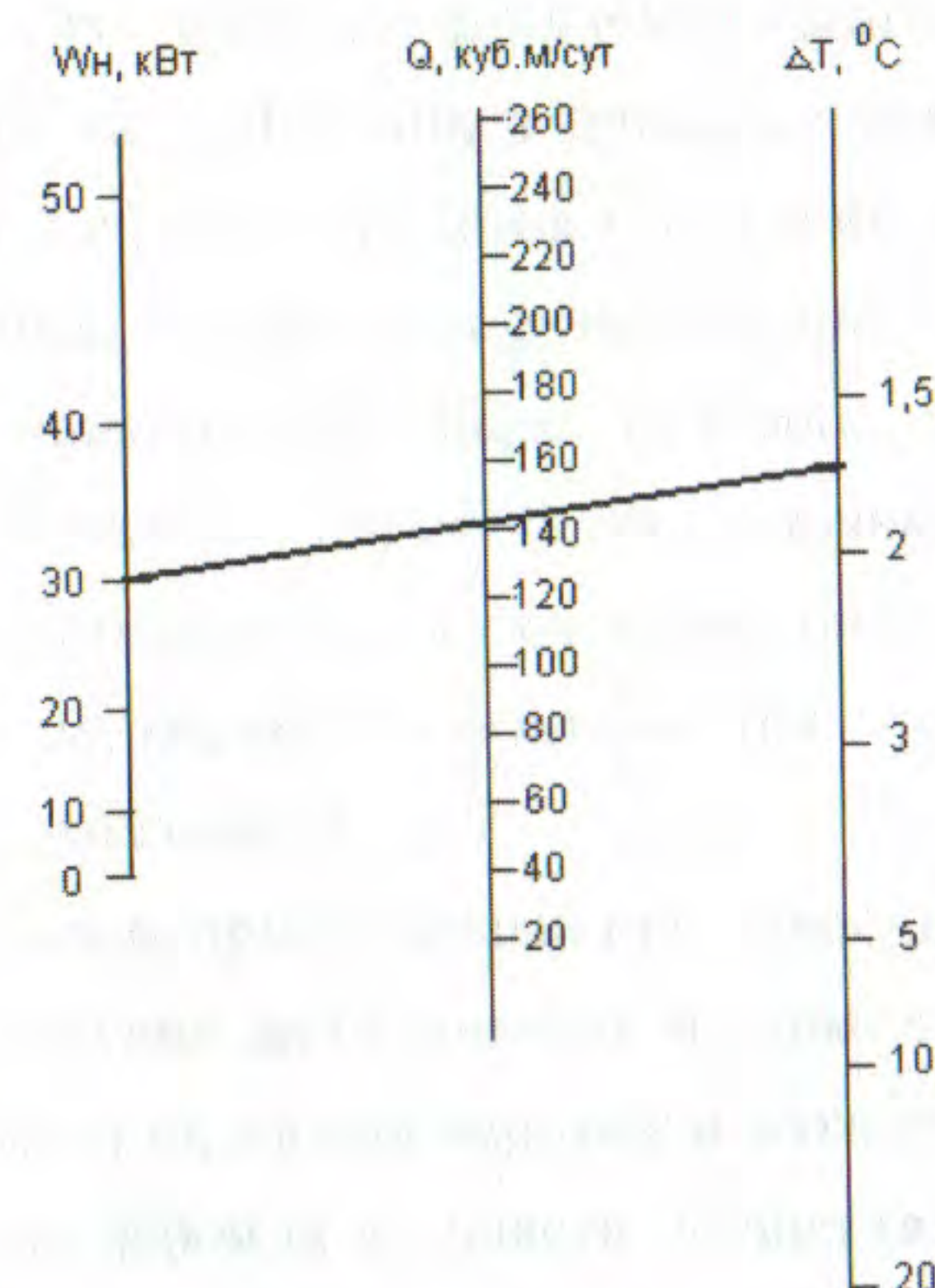


Рис. 5.14. Диаграмма для определения разогрева жидкости на выходе из ЭЦН.
 $H_{\text{подв}} = 1000$ м; $d_{\text{НКТ}} = 2,5$; продукция – 100% воды; $W_{\text{н}}$ – мощность потребления ЭЦН;
 Q – производительность ЭЦН, измеренная на устье; ΔT – разогрев жидкости в насосной установке. Пример: мощность, потребляемая ЭЦН $W_{\text{н}} = 30$ кВт, дебит скважины $Q = 140$ м³/сут, перегрев $\Delta T = 1,7$ °C



условий охлаждения ЭЦН. Периодическая смена состава продукции (жидкость – газ) приводит к хаотичным колебаниям температуры и давления на выходе из насоса. Загрязнение приемного фильтра, износ рабочих колес, слом вала привода и другие дефекты приводят к резкому снижению производительности и соответственно перегреву ЭЦН, также наблюдаемому в потоке жидкости.

Наличие хаотичных флуктуаций температуры с амплитудой до 2 К, регистрируемое над насосом и выше при общем повышенном разогреве, свидетельствует о работе насоса на срыве подачи за счет снижения динамического уровня до приемного фильтра ЭЦН, что подтверждается прослеживанием темпа установления динамического уровня.

ГЛАВА 6. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН В ПЕРИОД ОСВОЕНИЯ

§ 1. Решаемые задачи и комплекс применяемых методов

Освоение и опробование нефтегазовых скважин – это комплекс работ, связанный с вызовом притока пластовой жидкости для оценки состава извлекаемой продукции и принадлежности ее осваиваемому интервалу пласта, выполняемый в разведочных и эксплуатационных обсаженных скважинах после бурения и при капитальном ремонте.

Геофизические исследования в процессе освоения осуществляют для диагностики нефтяных пластов и скважин. *Основными задачами при этом являются: определение работающих перфорированных пластов, оценка состава поступающего флюида, оценка гидродинамических параметров пласта, определение источников обводнения и контроль технического состояния скважины (выявление заколонных перетоков жидкости, определение нарушения герметичности обсадной колонны и забоя скважины).*

Комплекс методов, применяемый при освоении: термометрия, барометрия, расходометрия механическая и термокондуктивная, резистивиметрия, влагометрия, гамма-каротаж и магнитный локатор муфт.

Вызов притока флюида из пласта осуществляют с помощью компрессоров, свабов и струйных насосов, оборудованных устройством для геофизических исследований (УГИС). (Освоение с помощью УГИСов осуществляется крайне редко, поэтому в настоящем пособии этот вопрос не освещается.) Освоение осуществляют преимущественно



в скважинах, находящихся в капитальном ремонте, а также в скважинах, выходящих из бурения. Компрессорное освоение выполняют с использованием азотных установок.

При различных технологических аспектах вызова притока флюида из пласта все они основаны на снижении забойного давления в скважине. При этом общими остаются особенности формирования геофизических полей после пуска и остановки скважины. Предыстория пуска скважины при этом может быть различна.

Основным параметром, на который непосредственно влияет условие работы того или иного устройства при освоении скважины, является забойное давление ($P_{\text{заб}}$). Характер изменения $P_{\text{заб}}$ определяет состояние скважины в целом. В частности, $P_{\text{заб}}$ определяет изменение забойной температуры ($T_{\text{заб}}$), следовательно, и общее распределение температуры в скважине.

§ 2. Компрессорное освоение

В скважину, в которой предполагают проводить исследования при компрессировании, опускают насосно-компрессорные трубы, оборудованные пусковыми клапанами и в нижней части воронкой. Соединяют компрессор с межтрубным пространством и, закачивая воздух, создают условия возникновения притока жидкости из пласта. После кратковременного отбора жидкости компрессор отключают. Геофизические исследования при этом проводят через насосно-компрессорные трубы.

На рис. 6.1, а приведена схема компрессорного освоения и опробования скважины. Римскими цифрами обозначены соответствующие состояния скважины в процессе освоения. Рис. 6.1, б схематически харак-

теризует ход изменения забойного давления в скважине при компрессорном освоении и опробовании. Для удобства понимания и описания термогидродинамических процессов, происходящих в скважине, кривая изменения $P_{\text{заб}}$ разделена на пять интервалов (периодов), характеризующих соответствующие гидродинамические состояния скважины. До начала работы компрессора скважина простаивает. Жидкость в трубах и в скважине находится на одном (статическом) уровне (состояние 1 на рис. 6.1, а). Давление столба жидкости в скважине на забое в первый период равно пластовому (участок кривой 1 – 2 на рис. 6.1, б). Движение жидкости отсутствует.

Распределение температуры по стволу скважины в таких условиях характеризует квазиустановившееся температурное поле в окружаю-

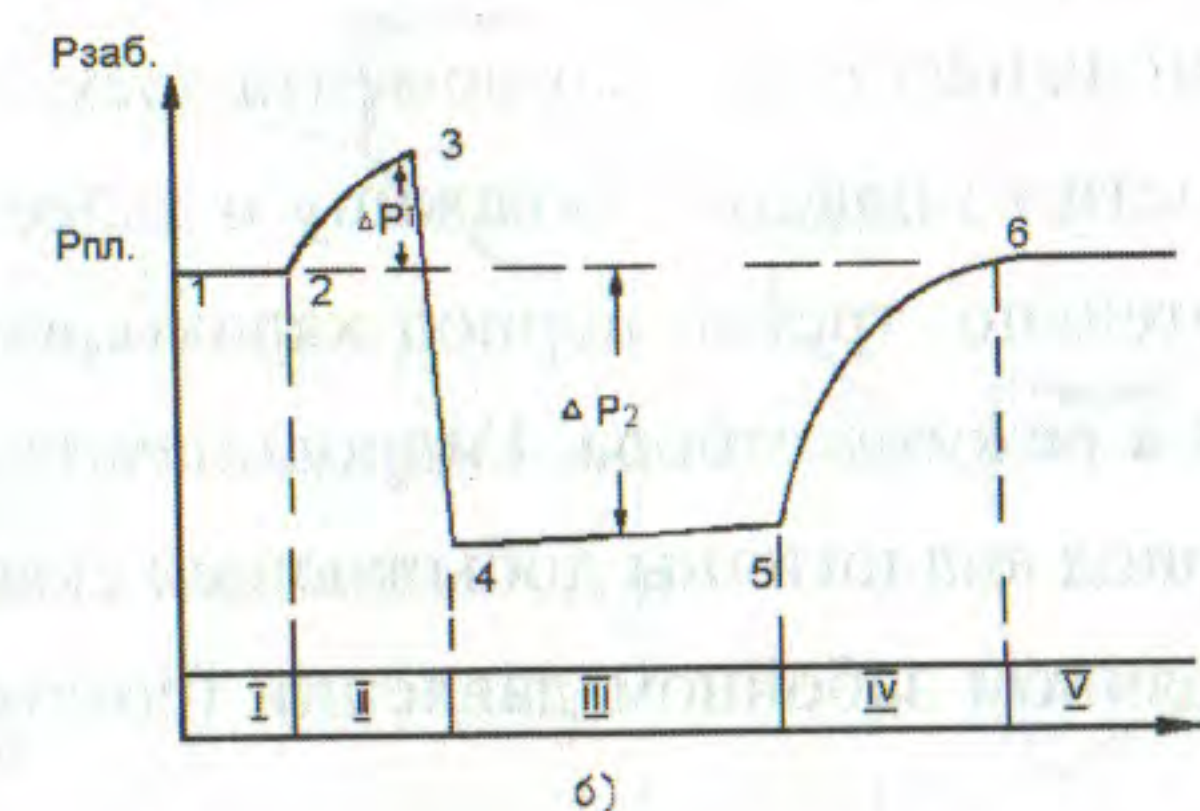
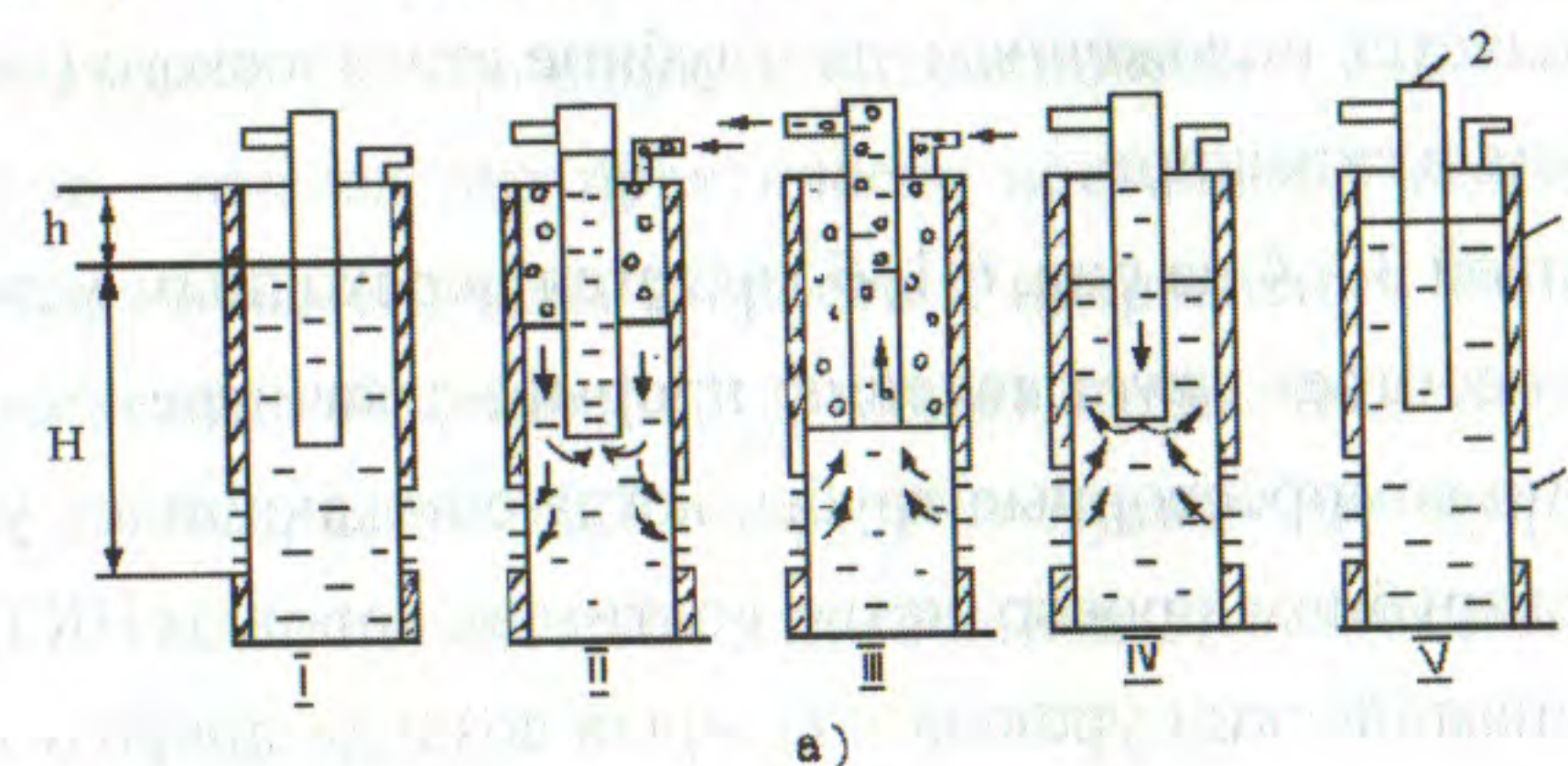


Рис. 6.1. К описанию гидродинамических условий в скважине: а – схема компрессорного опробования нефтяной скважины; обозначения: 1 – обсадная колонна; 2 – насосно-компрессорные трубы; 3 – интервал перфорации; б – схематическая кривая изменения забойного давления



щих породах, сформировавшееся в процессе бурения, цементирования, перфорации и последующего ее простоя.

С включением компрессора в работу начинается нагнетание воздуха в межтрубное пространство скважины, что приводит к увеличению забойного давления в этот период (участок кривой 2 – 3 на рис. 6.1, б). Нагнетание воздуха приводит к снижению уровня жидкости в межтрубном пространстве, причем наряду с тем, что часть жидкости выталкивается в НКТ вследствие возникающей репрессии на пласт, часть жидкости из скважины может уходить и в перфорированный пласт (состояние II на рис. 6.1, а). Таким образом, второй период характеризует работу компрессора и скважины в режиме нагнетания.

Режим нагнетания не всегда может наблюдаться в скважине, наличие его определяется положением по глубине статического (первоначального) уровня в скважине.

Участок кривой 3 – 4 на рис. 6.1, б является переходным между II и III периодами и соответствует явлению прорыва закачиваемого воздуха через насосно-компрессорные трубы, когда снижающийся уровень жидкости в межтрубном пространстве достигает воронки НКТ (устанавливается динамический уровень). Прорыв воздуха приводит к резкому (скачкообразному) изменению забойного давления в скважине и возникновению депрессии на пласт. С этого момента времени (точка 4) начинается приток жидкости из пласта в скважину и далее через НКТ на поверхность. Следовательно, третий период характеризует работу компрессора и скважины в режиме отбора. Гидродинамические условия в скважине в этот период аналогичны добывающей скважине с режимом отбора при постоянном забойном давлении (состояние III на рис. 6.1, а).

Прекращение подачи воздуха, вследствие отключения компрессора, вызывает увеличение забойного давления в скважине. IV период, таким образом, характеризует процесс восстановления забойного давле-

ния до пластового (участок кривой 5 – 6 на рис. 6.1, б). При этом происходит уменьшение депрессии при продолжающемся притоке жидкости из пласта. Жидкость из пласта, так же как и из НКТ, поступает в межтрубное пространство скважины и приводит к повышению уровня (состояние IV на рис. 6.1, а).

Как только уровень жидкости достигает статического – забойное давление вновь становится равным пластовому (V период на рис. 6.1, б). Приток жидкости из пласта прекращается, и скважина «возвращается» в первоначальное гидродинамическое состояние покоя (состояние V на рис. 6.1, а).

Таким образом, при компрессорном освоении и опробовании в скважине наблюдается сочетание кратковременного пуска и последующей остановки, что приводит к возникновению сложных переходных процессов – происходит практически постоянное изменение забойного давления с изменением скорости и направления потоков жидкости. Реальная кривая изменения $P_{\text{заб}}$ может отличаться от схематической. Это произойдет, если НКТ оборудуют пусковыми муфтами. Тогда на участке 3 – 4 будет регистрироваться не монотонное снижение давления

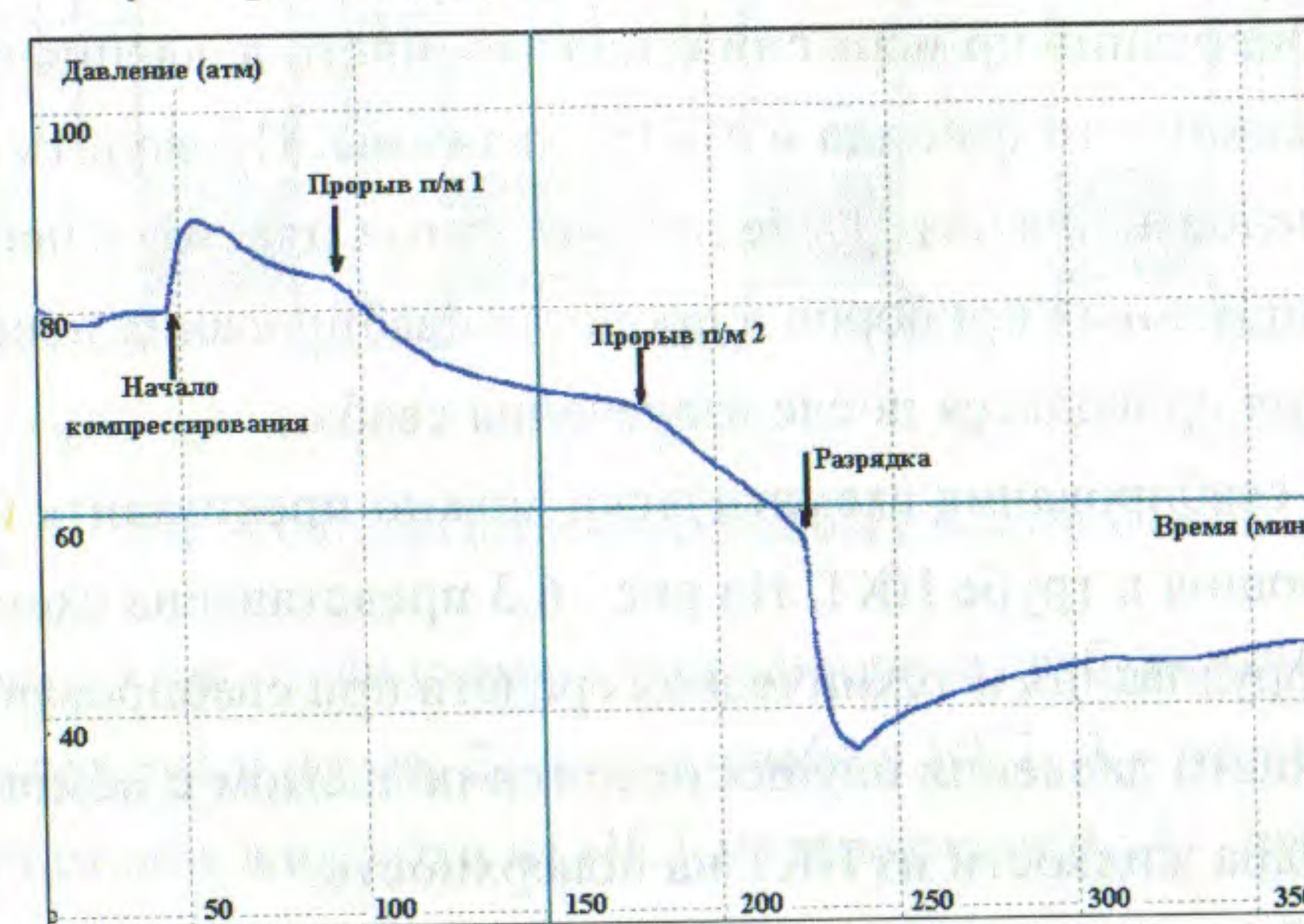


Рис. 6.2. Реальная динамика давления на воронке НКТ, зарегистрированная автономным прибором при компрессорном освоении



(см. рис. 6.2), кроме того, в точке 5 после отключения компрессора может отмечаться дополнительное давление при разрядке межтрубного пространства. Но тем не менее все режимы, представленные выше, сохраняются и проявляются на практике.

Геофизические исследования осуществляют во все периоды работы скважины при ее освоении.

§ 3. Освоение скважины свабиrowанием

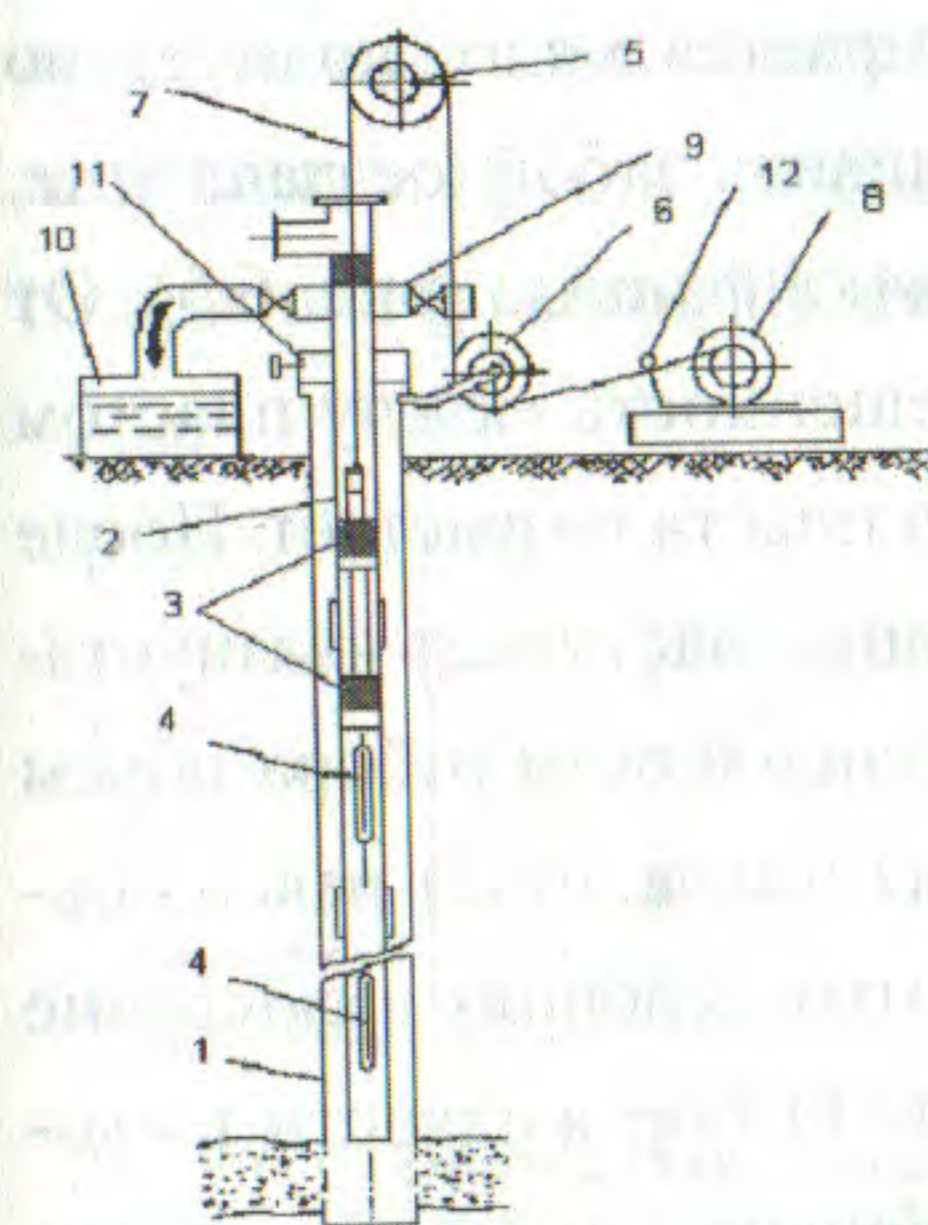
Свабиrowание эффективно при освоении малодобитных скважин. Для геофизических и гидродинамических исследований основной результат свабиrowания – снижение уровня жидкости в стволе скважины и создание депрессии на пласт.

С этой точки зрения освоения свабиrowание дает тот же результат, что и компрессирование. Отличие свабиrowания от компрессирования – в отсутствии репрессии на пласт и, как следствие этого, в отсутствии оттока части жидкости из ствола скважины в исследуемые пласты.

При свабиrowании по мере снижения забойного давления начинается приток пластового флюида в ствол скважины. Проводить геофизические исследования в интервале продуктивных пластов с использованием дистанционных приборов в процессе свабиrowания невозможно. Исследования проводятся после извлечения сваба.

Процесс свабиrowания схематически можно представить как перемещение поршня в трубе НКТ. На рис. 6.3 представлена схема расположения оборудования и технических средств при свабиrowании. Снижение забойного давления осуществляется подъемом с помощью сваба части столба жидкости из НКТ на поверхность.

После прекращения свабиrowания приток из пластов продолжается. Притекающий из пластов флюид скапливается в стволе скважины, уро-



1. Обсадная колонна.
2. НКТ.
3. Сваб.
4. Глубинный манометр.
5. Верхний ролик.
6. Нижний ролик.
7. Кабель.
8. Лебедка подъемника.
9. Устьевая головка.
10. Емкость сбора флюида.
11. Задвижка.
12. Регистратор натяжки кабеля.

Рис. 6.3. Схема расположения оборудования и технических средств при свабиrowании скважин

вень жидкости поднимается, растет забойное давление. Интенсивность роста забойного давления зависит от пластового давления, продуктивности пластов, площади сечения потока жидкости в стволе скважины (диаметра НКТ) и от плотности жидкости в скважине.

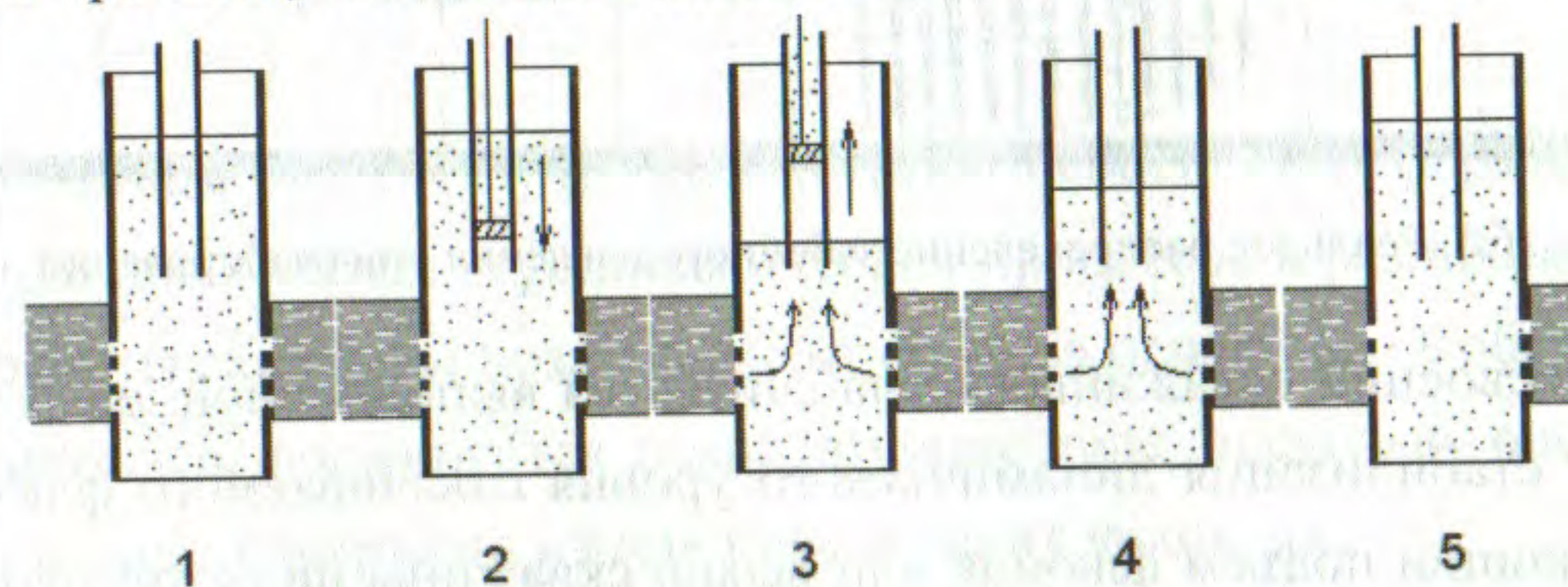


Рис. 6.4. Схема освоения скважины с помощью сваба

На рис. 6.4 приведен схематически процесс свабиrowания в скважине: 1 – скважина в покое; 2 – спуск сваба в НКТ; 3 – отрыв и извлечение части столба жидкости из НКТ на поверхность; 4 – приток жидкости после извлечения сваба; 5 – возвращение скважины в первоначальное состояние покоя.



В реальности за один спуск-подъем отбирается малое количество жидкости, поэтому, чтобы существенно понизить забойное давление, необходимо провести несколько циклов откачки флюида (рис. 6.5). От цикла к циклу гидростатическая неуравновешенность между пластом и скважиной возрастает, поэтому и приток из пласта возрастает. После определенного количества циклов сваблирования наступает квазиустановившийся режим, когда при заданной интенсивности отбора объем жидкости, извлеченный из скважины за время цикла, будет равен объему жидкости, поступающему из пласта. В этих условиях в скважине установится какой-то динамический уровень. Отбор жидкости из колонны НКТ с помощью сваба приводит к общему снижению уровня жидкости в скважине, создает депрессию на пласт и приток пластового флюида в скважину.

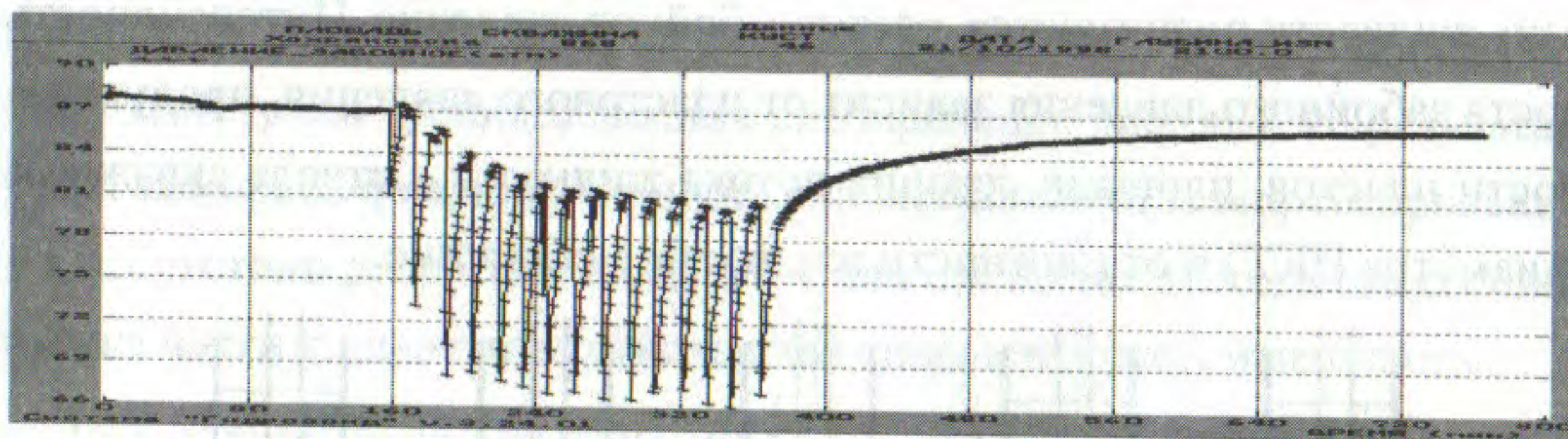


Рис. 6.5. Реальное распределение забойного давления при сваблировании

При освоении скважины задача считается выполненной, если происходит стабилизация динамического уровня откачиваемого флюида, опережающий подъем флюида или выход скважины на режим фонтанирования.

На рис. 6.6 представлена кривая изменения забойного давления в процессе одного цикла сваблирования. Для удобства ее можно разделить на 4 периода, характеризующие соответствующие гидродинамические состояния скважины.

За весь цикл освоения в скважине и пласте наблюдаются неустановившиеся процессы, которые и определяют состояние скважины в це-

лом. По аналогии с процессом компрессирования здесь можно выделить режим простаивающей скважины (участок I), режим затухающего притока (участок II), режим покоя (участок IV). Участок II соответ-

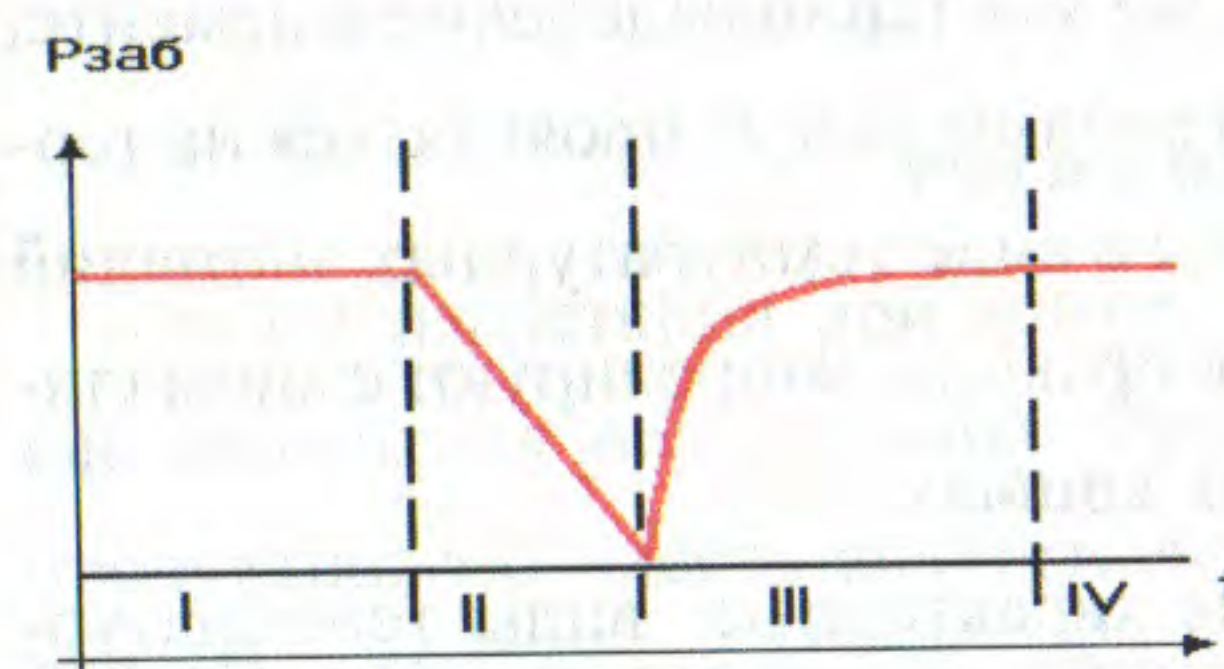


Рис. 6.6. Схематическая кривая изменения забойного давления при сваблировании

ствует периоду снижения давления свабом.

Существенное влияние процесс сваблирования оказывает на тепловое поле и поле давления в скважине, что сказывается и на методике исследований скважин этими методами. На исследования другими методами, как и в случае компрессорного освоения, процесс сваблирования значительного влияния не оказывает.

§ 4. Особенности термогидродинамических полей в различные периоды освоения скважин

В данном разделе будут рассмотрены особенности формирования тех или иных термогидродинамических процессов в различные режимы работы скважины независимо от способа освоения. Особенно важно знать, как формируется температурное поле, поскольку оно наиболее сильно подвержено изменениям в таких условиях.

Режим простаивающей скважины

Геофизические исследования в процессе освоения осуществляют в скважинах, выходящих из бурения, находящихся в капитальном ремонте, а также скважинах, которые нельзя исследовать при их эксплуатации. При освоении эксплуатационных скважин непосредственно после извлечения насосного оборудования на термограммах простаивающей



скважины могут наблюдаться температурные аномалии, связанные с перфорацией, с работой перфорированных пластов и глубинных насосов. Заколонные и внутриколонные перетоки между пластами в этот период возможны. Эти явления, так же как тепловыделение в цементе, охлаждение пластов закачиваемыми водами, могут проявляться на термограммах простаивающей скважины в виде температурных аномалий той или иной величины, которые, как правило, коррелируют с аномалиями на последующих температурных кривых.

На рис. 6.7 приведены некоторые характерные виды температурных кривых, которые могут быть зарегистрированы в простаивающей скважине до работы компрессора.

Случай а. Температурные аномалии на кривой 1 связаны с тепловыделением в цементе. Скважина закончена бурением 28.07.81 г., а термограмма снята 14.08.81 г. На кривой 2, зарегистрированной 4.11.81 г., произошло полное расформирование аномалии от цемента.

Случай б. Термограмма 1 зарегистрирована через 8 часов после промывки. Сравнивая с кривой, снятой через 12 часов после снижения температуры в скважине, можно говорить о том, что аномалия против проницаемых пластов связана с влиянием промывки скважины и различным характером восстановления температуры пород в исследуемом интервале. Влияние промывки сказывается и на температуре призабойной части скважины.

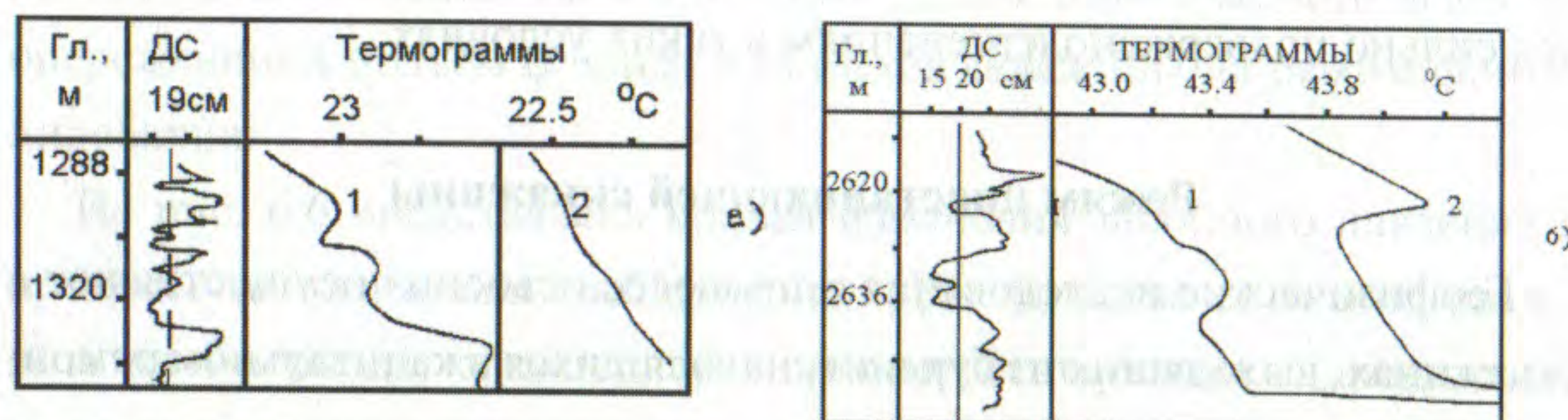


Рис. 6.7. Термограммы, зарегистрированные при исследованиях до работы компрессора: а – влияние цементации скважины; 1 – через 17 дней; 2 – через 3 месяца; б – влияние промывки скважины; 1 – через 8 часов; 2 – через 12 часов

Наличие термограммы простаивающей скважины облегчает дальнейшую интерпретацию материалов, полученных при освоении, и поэтому проведение исследований в этот период обязательно.

Режим нагнетания

Режим нагнетания при компрессорном освоении наблюдается после включения его в работу. Режим работы скважины в интервале продуктивного пласта аналогичен режиму нагнетательной скважины $P_{пл} < P_{заб}$. Снижение столба жидкости в скважине приводит практически к параллельному относительно первоначального распределения смещению температурной кривой, в зумпфе скважины такого смещения, естественно, не происходит. Поэтому поглощающий перфорированный пласт, а также все места ухода жидкости из скважины, включая и места нарушения герметичности обсадных колонн, будут отмечаться на термограмме отрицательными температурными аномалиями (аналогичными аномалиями в нагнетательной скважине в процессе закачки).

По величине снижения температуры против перфорированного пласта ΔT_n (относительно первоначального значения) и градиенту температуры можно оценить и объем поглощенной пластами жидкости.

Из-за различия подвижности (вязкости) воды и нефти водоносный пласт, при прочих равных условиях, первым будет принимать жидкость по сравнению с нефтяными после начала нагнетания, следовательно, величина аномалии против обводненного (водоносного) пласта в начальный период нагнетания будет больше, чем против нефтеносного.

Увеличение забойного давления приводит к разогреву (относительно первоначальной температуры) столба жидкости в скважине вследствие проявления эффекта адиабатического сжатия (параллельное смещение кривой по шкале температур вправо). Наиболее заметно влияние



этого эффекта на распределение температуры в зумпфе скважины, где, как правило, движение жидкости отсутствует.

Максимальное значение разогрева при этом может достигнуть величины $\Delta T = \eta \Delta P$. На рис. 6.8, а приведена характерная температурная кривая, регистрируемая в режиме нагнетания.

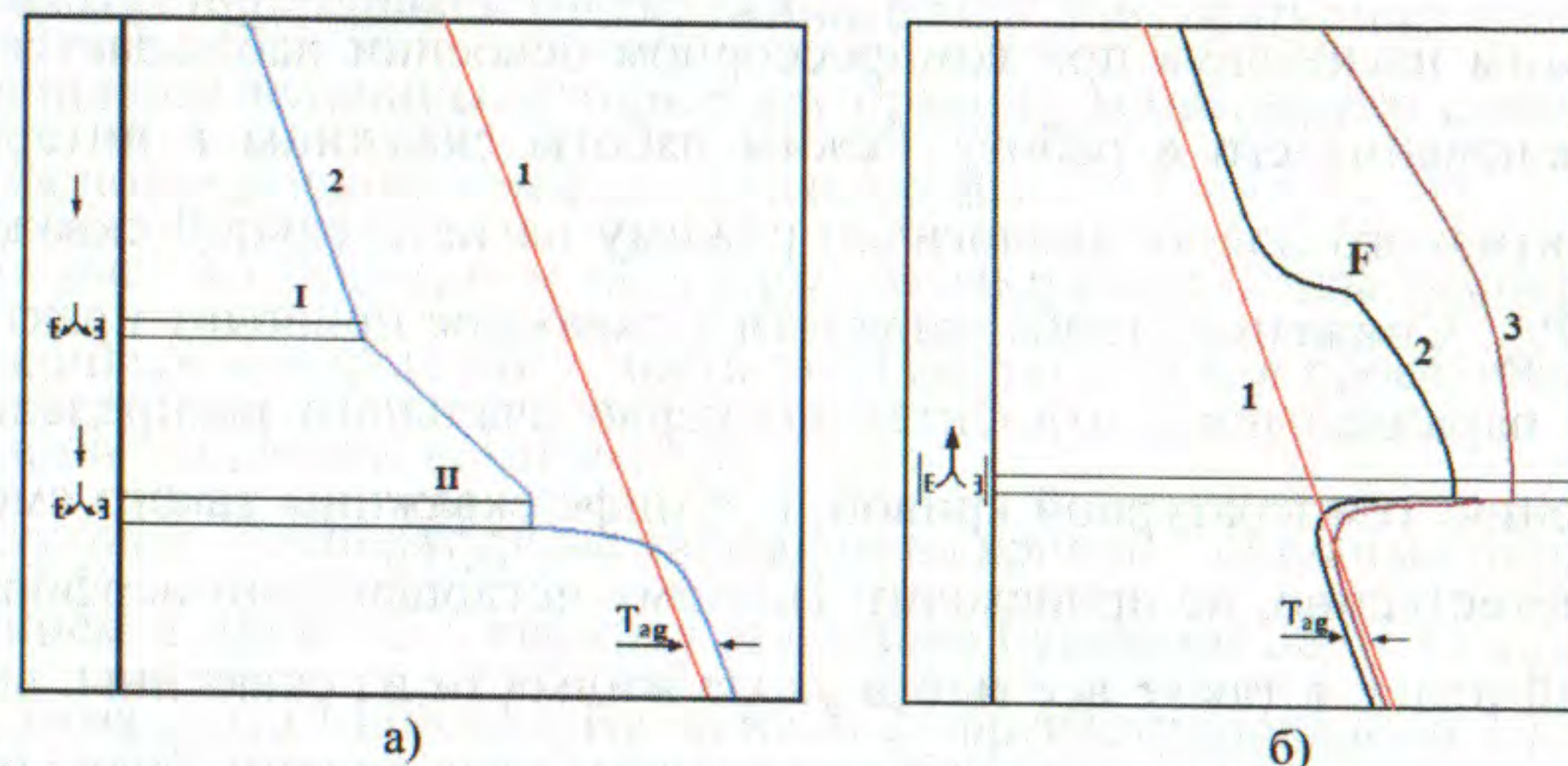


Рис. 6.8. Схематические температурные кривые при выделении работающих пластов: а – режим нагнетания; 1 – фоновое (геотермическое) распределение; 2 – в режиме нагнетания; б – режим отбора; 1 – фоновое (геотермическое) распределение; 2 и 3 – в режиме отбора; F – температурный фронт жидкости, вышедшей из пласта

Режим отбора

Приток жидкости из пласта против перфорированного пласта отмечается ростом температурной аномалии (разогревом) вследствие дросселирования жидкости. Для переходных режимов в пласте после пуска процесс дросселирования отличается от случая скважин, работающих в режиме длительного отбора. Изменение температуры на забое скважины для малых времен после пуска много меньше максимально возможного дроссельного разогрева $\epsilon \Delta P$, а приток газа из пласта отмечается снижением температуры в скважине относительно первоначальной температуры.

Величина разогрева жидкости после начала фильтрации существенно образом определяется значением коэффициента подвижности K/μ ,

где K – проницаемость, μ – вязкость флюида. При постоянном K (однородный пласт) разогрев растет с уменьшением вязкости жидкости. Вначале разогрев воды при одной и той же депрессии может быть больше, чем разогрев нефти. С увеличением времени разогрев нефти становится больше, в этом смысле можно сказать, что температурная аномалия в интервале калориметрического смешивания при притоке по отдельным пропласткам (пластам) воды и нефти носит инверсионный характер (см. рис. 6.9, а).

При постоянном μ с ростом проницаемости температура растет, т. е. термограмма в интервале притока в переходном режиме после пуска скважины зависит от проницаемости пласта. Причем эта зависимость однозначна для всех t , т. е. аномалии калориметрического смешивания, обусловленные различием коллекторских свойств пласта по его толщине, сохраняют во времени свой знак.

Использование современных высокочувствительных термометров позволяет практически сразу после начала притока жидкости из пласта регистрировать аномалию дросселирования.

Из-за различия подвижностей нефти и воды первым обычно вступает в работу водоносный пласт. При этом абсолютная величина изменения температуры при отборе (так же как и при нагнетании) в водоносном пласте будет больше, чем в нефтеносном. Следовательно, для выделения обводненных пластов можно использовать сочетание режимов нагнетания и отбора жидкости (см. схематические кривые на рис. 6.9, б). Пуск скважины в эксплуатацию вызывает приток жидкости из пласта, что, в свою очередь, приводит к возникновению в стволе восходящего потока. Характерной особенностью в распределении температуры в этот период является то, что при наблюдающемся росте температуры против перфорированного пласта на термограммах отмечается температурная аномалия («излом» кривой), которая перемещается во времени со скоростью потока.

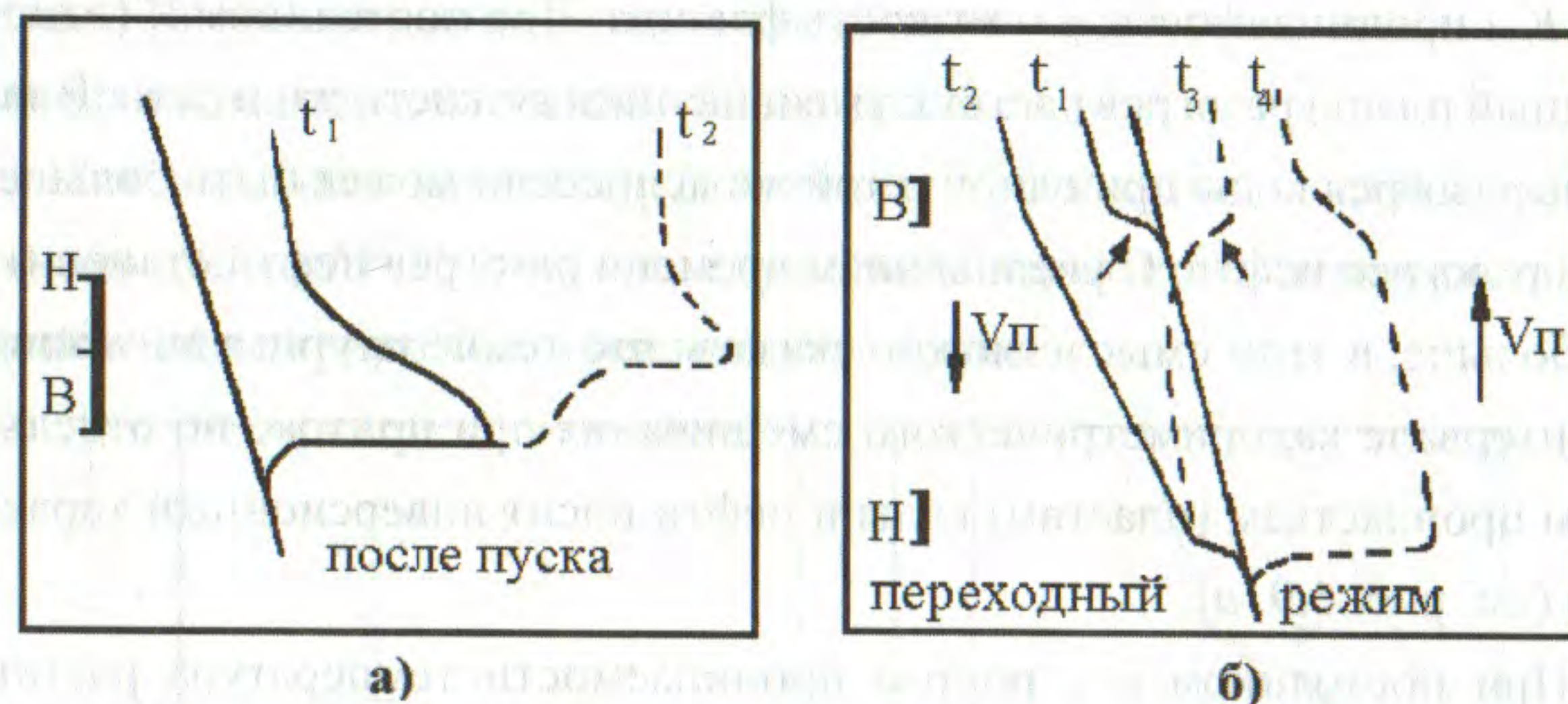


Рис. 6.9. Определение нефте-, водопритоков: а – по инверсии калориметрического смешивания после пуска скважины; б – по особенностям образования температурных аномалий при кратковременном нагнетании и отборе жидкости

Существенные изменения градиента температуры на кривых объясняются продвижением объема жидкости, вышедшей из пласта в первые моменты времени при переходе к режиму отбора. Следует заметить, что определенное влияние на характер регистрируемой термограммы после пуска, в том числе и на «излом» кривой, оказывает немгновенность регистрации температурной кривой по стволу скважины (или временной эффект записи) (см. 6.8, б).

Начало изменения температурного градиента (при движении сверху) соответствует границе контакта жидкости, находившейся в скважине против перфорированного пласта, с жидкостью, вытекающей из пласта. Относительная стабилизация температуры в интервале пласта приводит в последующие моменты времени к выравниванию температурной аномалии по стволу скважины. При соответствующих условиях «излом» температурной кривой можно использовать для оценки дебита восходящего потока жидкости.

При наличии в разрезе скважины нескольких перфорированных (отдающих) пластов, как и в длительно работающих скважинах, в пределах вышележащих горизонтов проявляется эффект калориметрическо-

го смешивания. Величина калориметрического эффекта, как известно, зависит от дебитов и температур смешивающихся потоков. В случае совпадения температур потоков, восходящих снизу и поступающих из пласта, интервал поступления жидкости в скважину на термограмме может не отмечаться. Кроме того, если расход жидкости, поднимающейся снизу, значителен по сравнению с притоком из верхнего пласта, то выделение последнего по термограммам также затруднительно. Однако, учитывая наличие в стволе скважины после пуска движущегося фронта жидкости, можно «регулировать» величину аномалии в верхних пластах, увеличивая (или уменьшая) ее выбором соответствующего времени регистрации термограммы после начала притока жидкости из пласта, т. е. подбирая момент начала регистрации так, чтобы фронт жидкости из нижнего пласта не дошел до верхнего.

Установление температуры в интервале перфорации и выше в основном происходит за счет конвективного переноса тепла. Ниже интервала перфорации установление теплового поля в скважине осуществляется путем кондуктивного переноса (теплопроводности), и этот процесс очень медленный. Вследствие изменения температуры перфорированного горизонта в среде, подстилающей пласт, возникает одномерный нестационарный поток тепла. Зона нарушения первоначального (геотермического) распределения температуры в зумпфе (расстояние от нижних перфорированных дыр до точки z_r – точки выхода температурной кривой на геотерму) за счет теплоотдачи от работающего пласта не превышает 1 м вследствие кратковременности работы скважины.

В случае промывки скважины пресной водой перед ее освоением и при поступлении из пласта минерализованной воды может возникнуть гравитационная конвекция в зумпфе. Последняя может привести к значительным затяжкам температурной аномалии в зумпфе. Причем характер аномалии в этом интервале будет аналогичен случаю заколонного движения жидкости. Для учета этого явления необходим анализ



данных состава флюида в зумпфе (Рез или ГГП) до и после вызова притока жидкости из пласта.

Резкое снижение забойного давления приводит к проявлению в скважине эффекта адиабатического расширения. Особенно четко этот эффект отмечается только в зумпфе скважины. На термограмме, зарегистрированной в этот период, наблюдается скачок (смещение) температурной кривой влево по шкале температур, и абсолютные значения температуры в этом интервале уменьшаются. В дальнейшем, в зависимости от длительности режима отбора, наблюдается медленное смещение температурной кривой в зумпфе к первоначальному ее положению вследствие теплообмена с окружающими скважину горными породами. На рис. 6.8, б представлены схематические распределения температур при работе скважины в режиме отбора.

Режим остановки

После остановки скважины в системе начинается процесс восстановления температурного поля, нарушенного опробованием. Здесь можно выделить два основных процесса, определяющих характер изменения температуры в скважине: конвективный перенос тепла жидкостью, притекающей из пласта после прекращения работы компрессора, и процесс теплообмена жидкости с окружающей средой за счет теплопроводности. При этом основное снижение температуры в пласте после остановки скважины обусловлено продолжающимся притоком жидкости из пласта.

Анализ экспериментального материала показывает, что после остановки скважины против отдающих пластов, как правило, наблюдается уменьшение величины температурной аномалии (либо рост, если было снижение температуры). Причем в первые моменты времени темп восстановления температуры высокий вследствие преобладания при этом процессе конвективного восстановления. Полного восстановления пер-

воначальной температуры в пласте к моменту прекращения притока обычно не происходит, и дальнейшее расформирование остаточного температурного профиля осуществляется за счет теплопроводности.

Выше отдающих пластов затухающий конвективный поток, наоборот, замедляет процесс восстановления температуры в скважине. Кратковременность теплового возмущения, вызванного опробованием, позволяет говорить о практическом отсутствии зоны теплового нарушения в окружающих породах, радиус которой можно приближенно оценить из выражения

$$r_{\text{вл}} \cong 2 \sqrt{\pi \alpha t}.$$

Снижение скорости потока в стволе скважины уменьшает, в свою очередь, и экранирующее влияние его (потока) на процессы, происходящие за колонной, что создает, например, благоприятные условия для выявления заколонных перетоков сверху.

Если в скважине имеется несколько отдающих интервалов, то при увеличении забойного давления в этот период изменяется и гидродинамическое состояние всех отдающих пластов. Поэтому именно в этот период могут возникать различного рода межпластовые перетоки. Происходит изменение соотношения дебитов жидкости по пластам. Все это, в свою очередь, влияет на форму температурных кривых против отдающих пластов и в скважине в целом.

Зумпф скважины, как правило, прямым влиянием потока жидкости из пласта не охвачен. Но даже при уменьшении тепловой аномалии против перфорированного горизонта одномерный тепловой поток в подстилающих породах продолжает существовать. Поэтому иногда в этот период можно наблюдать дальнейшее смещение по глубине точки выхода температурной кривой на геотерму (z_r).

В связи с тем что в скважине могут быть жидкости с различающимся адиабатическим коэффициентом (например, вода и нефть), в этот период может быть зарегистрирована аномалия типа «ступеньки», приуроченная к уровню раздела жидкостей.



Существенным моментом при исследовании скважины в этот период является то, что в конечном итоге все температурные аномалии (распределения температуры) по характеру и форме стремятся к соответствующим первоначальным, имеющим место в первый период состояния скважины. В этом заключается другая отличительная особенность, характеризующая переходный характер процессов в скважинах при их освоении: осуществление в скважине условий перехода от режима отбора к режиму первоначального состояния покоя.

Рассмотренные выше особенности формирования температурных полей независимо от конкретного нефтяного района всегда проявляются при освоении скважины. При этом следует учитывать лишь такие особенности месторождений, как различие естественных градиентов температуры, коллекторских свойств пластов, теплофизических свойств пластовых жидкостей и горных пород, минерализации пластовых жидкостей, различие в величинах давлений насыщения нефти газом, газового фактора. Наличие всякого рода осложнений: заколонных перетоков, негерметичности обсадной колонны, внутрипластовых перетоков и т. д. – существенным образом может изменять описанные выше закономерности в образовании тепловых полей в том или ином участке ствола скважины.

Заклучение по результатам исследований составляется на основании комплексной интерпретации не только результатов работ, выполненных в процессе освоения и опробования, но и данных промыслово-геофизических исследований после бурения и обсадки. При этом принимаются во внимание данные о сроках окончания бурения и цементации, о коллекторских свойствах изучаемых пластов, геолого-промысловые данные о состоянии разработки месторождения и т. д.

Разнообразие геологических, промысловых и технических условий и сложность решаемых задач, естественно, не позволяют дать универсальные рецепты по методике исследований и интерпретации на

все случаи, которые могут иметь место на практике. Между тем наличие представлений о процессах, происходящих в скважине и пласте при опробовании, об особенностях формирования тепловых полей при этом позволяет более полно использовать методические возможности геофизики и изложенные выше основные положения интерпретации результатов исследований для решения практических геолого-промысловых задач.

§ 5. Основные признаки решения задач и примеры геофизических исследований скважин при их освоении

Исследования скважин при их освоении и интерпретация полученных в этот период результатов имеют свои особенности.

В частности, в отличие от длительно работающих скважин здесь существует возможность проведения исследований в различных режимах работы скважины, что позволяет получать больше информации о процессах, происходящих в скважине и пласте. При этом переходные процессы, наблюдаемые в период освоения, более информативны для термических исследований.

Способы решения задач промысловой геофизики по расходомерии, шумомерии, барометрии и методам состава в осваиваемых скважинах аналогичны рассмотренным для длительно работающих скважин. В связи с этим здесь большое внимание уделено методу термометрии.

Особенности нестационарных тепловых полей, которые наблюдаются при освоении скважин, таковы:

- к моменту прекращения отбора забойное давление минимально и дебит максимален. С увеличением времени забойное давление растет, постепенно приближаясь к пластовому, а дебит уменьшается до нуля;
- при отсутствии фазовых превращений (забойное давление выше



давления насыщения нефти газом или обводнение пласта более 60% и при давлениях ниже давления насыщения) дроссельная температурная аномалия после свабиrowания в течение некоторого времени может еще расти во времени, затем уменьшается до величины остаточного разогрева и практически сохраняется и после прекращения притока жидкости из пласта;

– величина изменения температуры за счет дроссельного эффекта зависит от термодинамических свойств поступающей жидкости, от коллекторских свойств пласта, от текущей депрессии на пласт и от характера изменения забойного давления в процессе свабиrowания. В интервалах притока воды и нефти может наблюдаться инверсия температурной аномалии калориметрического смешивания – дроссельный разогрев более подвижной воды в начальный период притока может превышать дроссельный разогрев нефти;

– по одной термограмме нельзя судить о наличии или отсутствии движения жидкости в стволе скважины или за колонной в данный момент времени. О направлении движения и о скорости потока можно судить лишь при наличии серии термограмм, зарегистрированных с интервалом во времени;

– скорость изменения температуры в стволе скважины выше продуктивных пластов перед фронтом вышедшей из пласта жидкости зависит от скорости движения жидкости и может быть использована для оценки дебита;

– при снижении забойного давления в процессе отбора ниже давления насыщения нефти газом возможно снижение забойной температуры ниже начальной пластовой;

– изменение температуры в застойных зонах (в зумпфе) обуславливается эффектом адиабатического расширения жидкости и гораздо меньше изменения температуры поступающей из пласта жидкости за счет дроссельного эффекта;

– немонотонность изменения температуры в зумпфе и сильная затянутость термограмм в интервале нарушения геотермы в зумпфе могут быть связаны с заколонным перетоком жидкости из неперфорированных пластов;

– вследствие нестационарности теплового поля на регистрируемые термограммы влияет эффект немгновенности регистрации. На скважинной термограмме отражается история изменения температуры за некоторый интервал времени, определяемый скоростью и направлением движения термометра и пройденным им интервалом глубин.

Технология геофизических исследований при компрессорном освоении предполагает строгое соблюдение порядка выполнения замеров и непрерывный контроль режима работы скважины по показаниям скважинного прибора. Исключение отдельных режимов, необоснованное сокращение числа замеров резко снижают эффективность исследований и достоверность выдаваемого заключения. Ниже приведены примеры реальных исследований, выполненных в различных регионах.

Результаты исследований при освоении компрессором по полному циклу также приведены ниже. Методика исследований включает измерения в простаивающей скважине (фоновые замеры), в режиме поглощения и после разрядки с интервалом во времени. Соответствующие значения забойного давления на каждом из режимов приведены на планшете (рис. 6.10).

По данным комплекса исследований работает весь перфорированный интервал. Кроме того, по термометрии отмечается динамика изменения аномалии калориметрического смешивания в подошвенной части интервала перфорации и нарушения температурного поля в зумпфе до глубины 2694 м, совпадающая с интервалом РГЭ по ГК. Все это свидетельствует о заколонном перетоке снизу с дросселированием перетекающего флюида на глинистой перемычке. По данным методов состава в остановленной скважине в зоне перфорированного интерва-

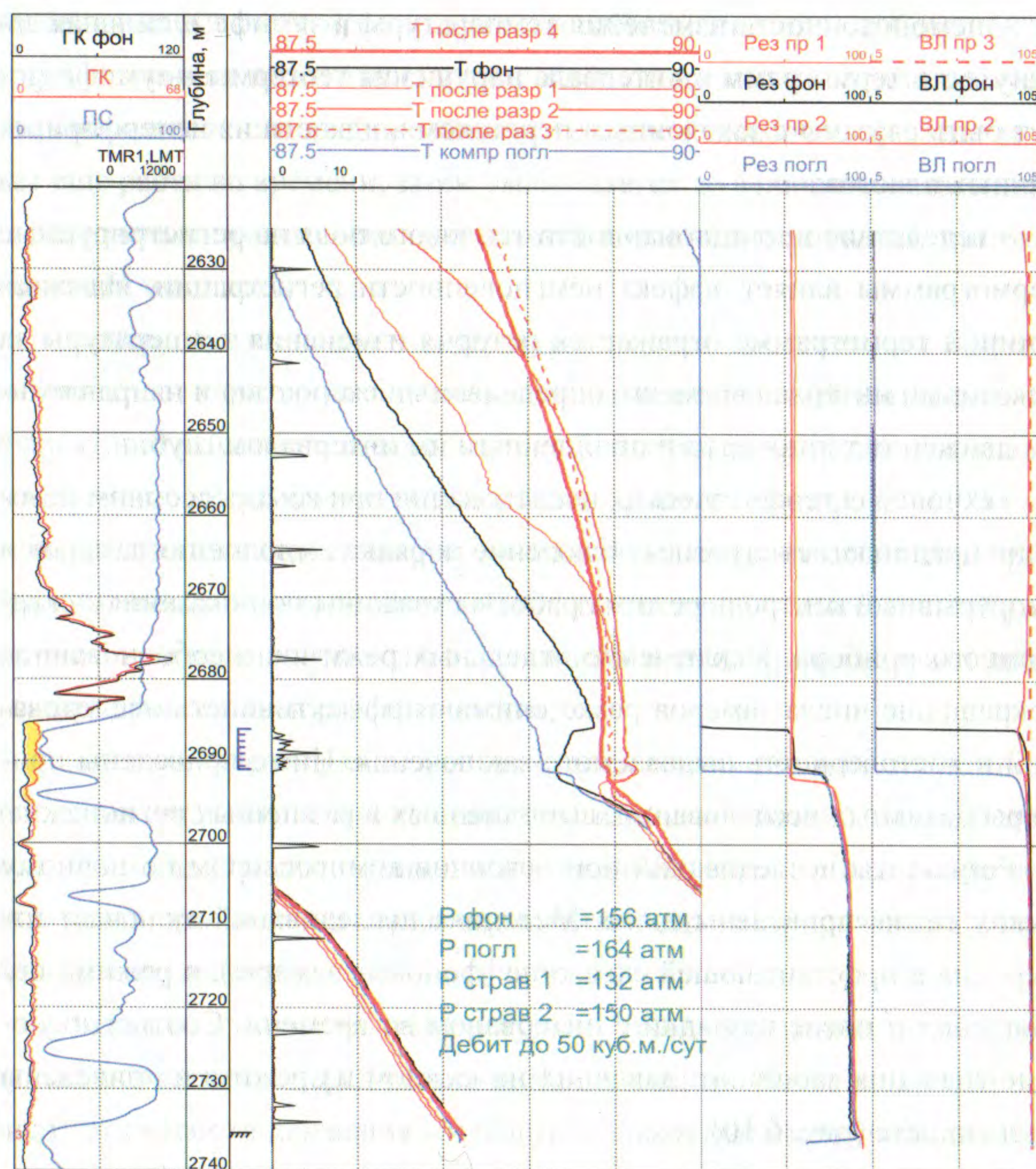


Рис. 6.10. Сква. K1. Исследования при компрессорном освоении

ла и выше – нефть. Однако при работе скважины в режиме притока в нее поступает вода. Методика исследований включает все режимы работы скважины, что существенно повышает информативность и достоверность заключения.

На рис. 6.11 приведены результаты исследования скважины K2. Выполнен полный цикл исследований, характерный для компрессор-

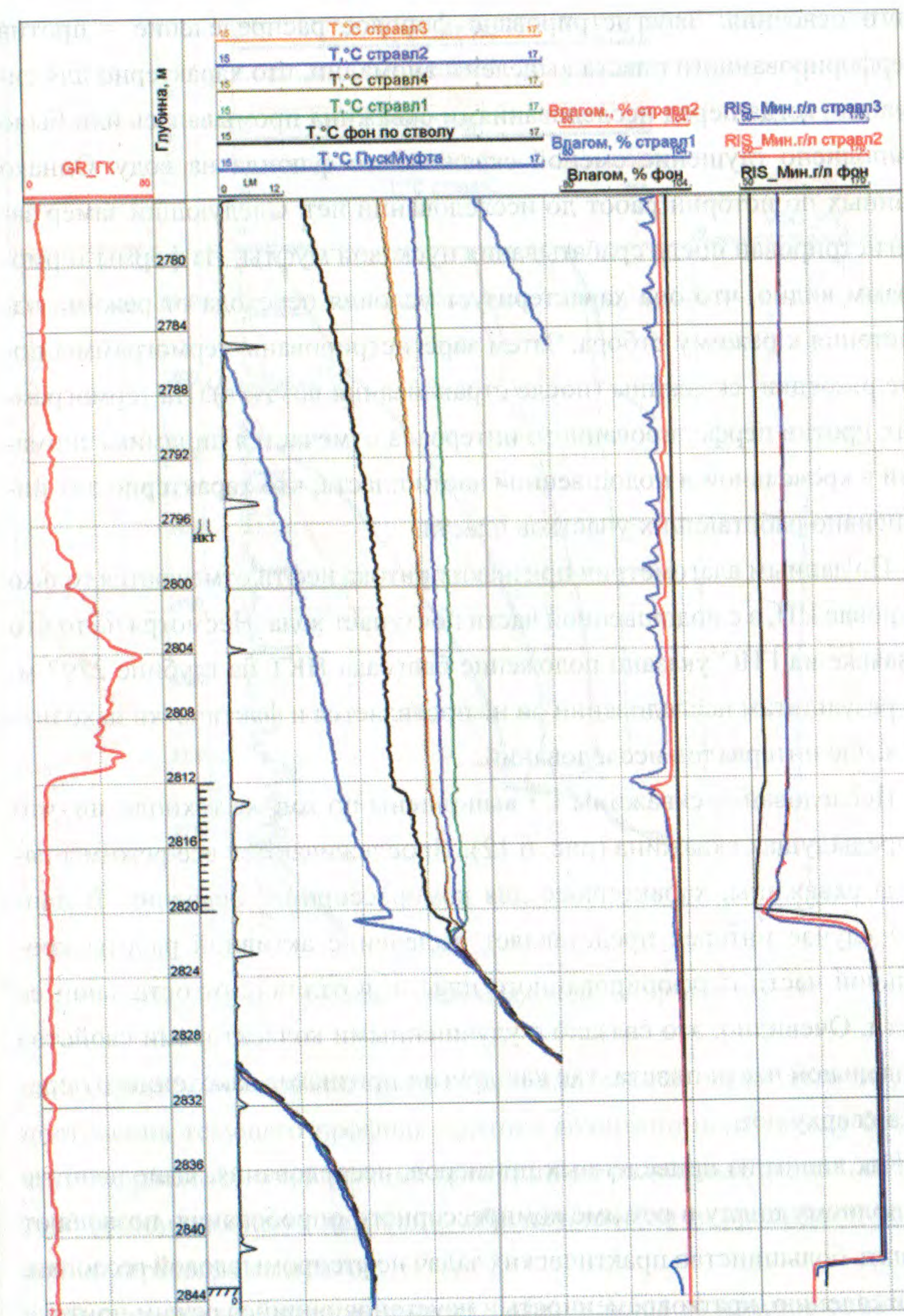


Рис. 6.11. Сква. K2. Исследования при компрессорном освоении



ного освоения. Зарегистрировано фоновое распределение – против перфорированного пласта выделены аномалии, что характерно для ситуации, когда перед исследованиями скважина промывалась или было выполнено глушение сменой скважинного флюида на воду. Однако данных по истории работ до исследований нет. Следующий замер зарегистрирован после срабатывания пусковой муфты. Из формы термограмм видно, что она характеризует условия перехода от режима нагнетания к режиму отбора. Затем зарегистрированы термограммы после разрядки скважины (после стравливания воздуха). На термограммах против перфорированного интервала отмечается динамика аномалии в кровельной и подошвенной части пласта, что характерно для интенсивно работающих участков пласта.

По данным влагометрии признаки притока нефти отмечаются только в кровле ИП, а с подошвенной части поступает вода. Несмотря на то что в заявке на ГИС указано положение башмака НКТ на глубине 2797 м, по результатам исследований он не проявляется и фактически находится выше интервалов исследований.

Исследования скважины К3 выполнены по той же технологии, что и предыдущая скважина (рис. 6.12). Прослеживаются все режимы работы скважины, характерные для компрессорного освоения. В данном случае интерес представляет выделение активной работы кровельной части перфорированного пласта, в отличие от остальной ее части. Очевидно, это связано с улучшенными коллекторами свойства кровельной части пласта, так как других признаков заколонного перетока сверху нет.

Как видим из приведенных примеров, исследования, выполненные по полному циклу в режиме компрессорного опробования, позволяют решать большинство практических задач нефтепромысловой геологии. К сожалению, кратковременность и неустановившийся режим притока не обеспечивают получения информации о составе пластового флюи-

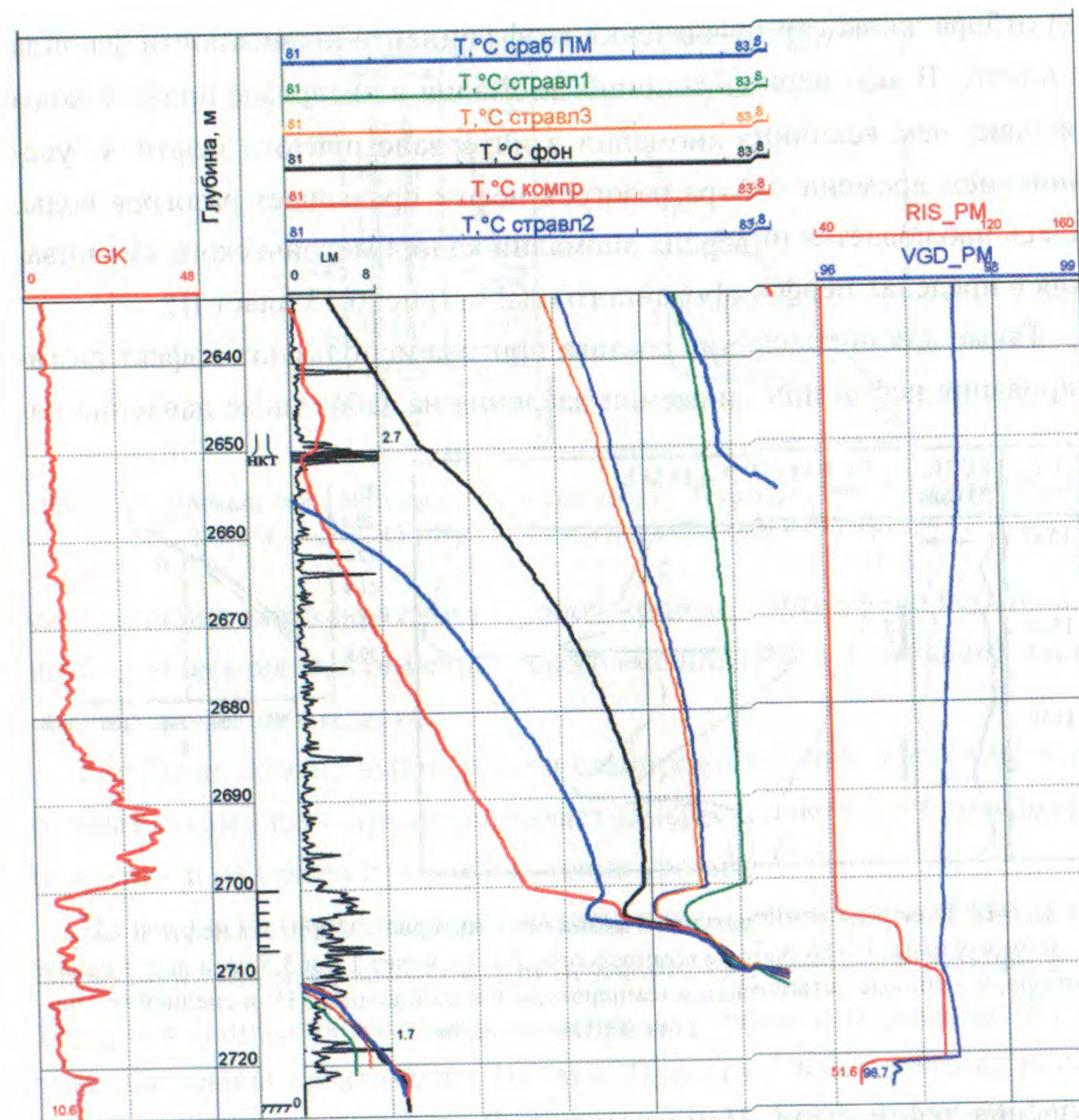


Рис. 6.12. Сква. К3. Исследования при компрессорном освоении

да и ожидаемом профиле притока при длительной эксплуатации. Для построения текущего профиля притока возможно применение бесперфорированного расходомера в режиме протяжки на различных скоростях при стабильном забойном давлении, обеспечиваемом непрерывной работой компрессора на приток.

Выделение интервалов притока нефти и воды из пластов основано на зависимости величины изменения температуры в начальный пери-



од отбора жидкости от значения коэффициента подвижности флюида в пласте. В этот период величина аномалии в интервале притока воды больше, чем величина аномалии в интервале притока нефти. С увеличением времени отбора разогрев нефти превышает разогрев воды. Здесь наблюдается инверсия аномалии калориметрического смешивания в пределах перфорированного пласта (рис. 6.13 пласт II).

Также для определения состава притока используют эффект разгазирования нефти при снижении давления на забое ниже давления на-

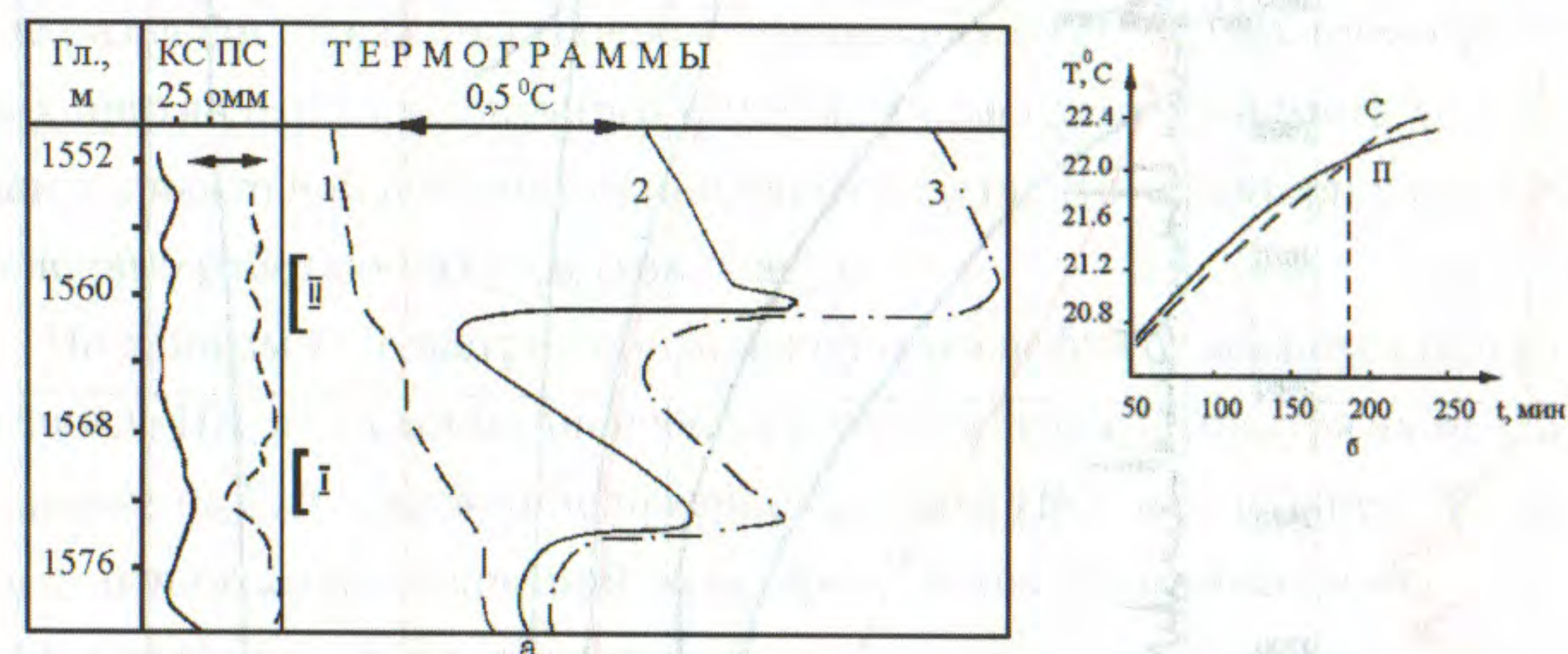


Рис. 6.13. Инверсия температурной аномалии в интервалах притока нефти и воды: а – термограммы: 1 – до работы компрессора; 2 и 3 – через 1,5 и 3,5 часа после начала отбора; б – кривые установления температуры в подошвенной (П) и средней (С) частях верхнего пласта

сыщения нефти газом. При изменении $P_{\text{заб}}$ с величины меньше $P_{\text{нас}}$ на величину больше $P_{\text{нас}}$ в интервалах поступления нефти будет наблюдаться изменение знака температурной аномалии с отрицательного на положительный, т. к. при прекращении разгазирования нефть начнет разогреваться.

В интервалах поступления воды изменения знака температурной аномалии наблюдаться не будет, а температура понизится за счет уменьшения депрессии на пласт.

На рис. 6.14 приведен пример выявления заколонного перетока сверху при компрессорном освоении. Признаками перетока являют-

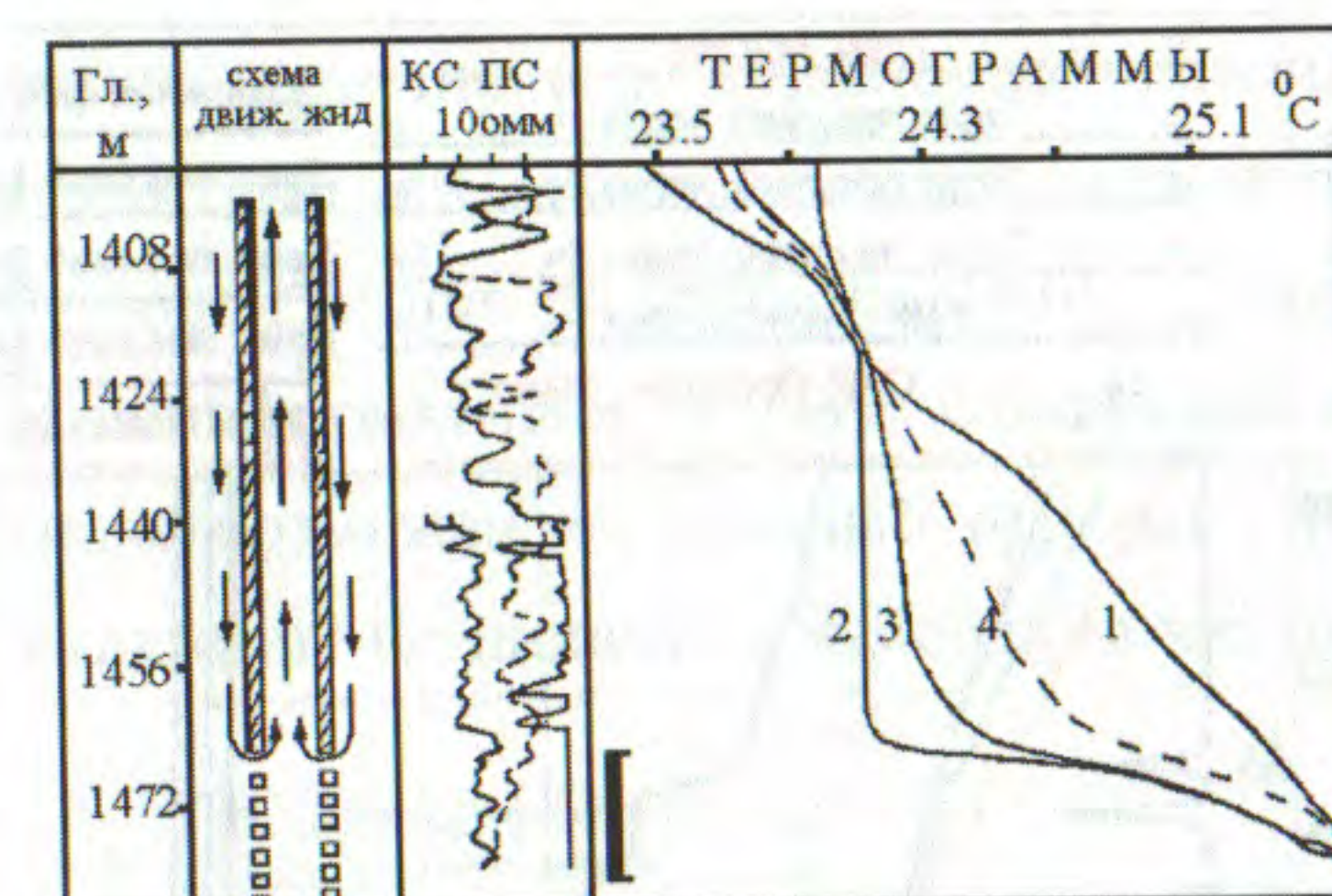


Рис. 6.14. Проявление заколонного перетока сверху. Термограммы: 1 – контрольная; 2, 3 и 4 – через 45 мин, 2 и 4 часа после работы компрессора

ся изменение наклона температурной кривой в интервале перетока и выше и аномалия калориметрического смешивания в кровельной части перфорированного пласта.

Как было сказано выше, режим свабирования применим в малодебитных скважинах и предусматривает замеры только в простаивающей скважине и на притоке после снижения уровня.

На рис. 6.15 приведены результаты исследования скважины Св. 1. Выполнен комплекс методов при освоении скважины свабированием. Итоговая депрессия на пласт, относительно фонового давления в статике, составила практически 100 атм. При этом дебит притока в процессе исследования, оцененный по динамике изменения забойного давления, не превысил $5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Зарегистрированы термограммы до и после свабирования. По результатам исследований выделяется работа нижнего перфорированного пласта в подошвенной его части. Верхний перфорированный интервал практически не работает. Кроме того, по нарушению распределения температуры в зумпфе выделяется заколонный переток снизу с глубины 1910 м. По методам состава отмечается приток воды из указанного интервала.

На рис. 6.16 приведены результаты исследования скважины Св. 2

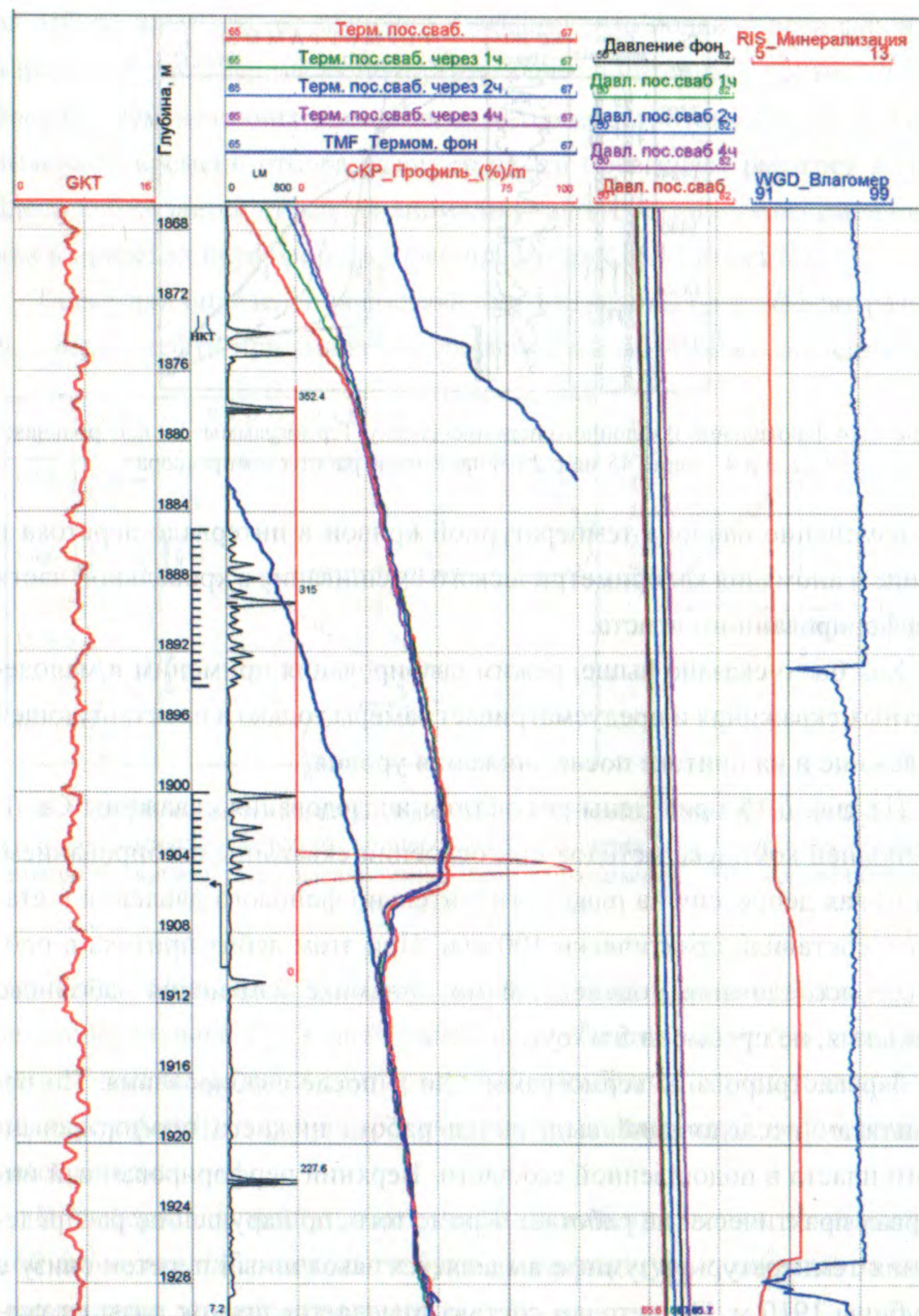


Рис. 6.15. Сква. Св.1. Исследования при вызове притока свабиrowанием

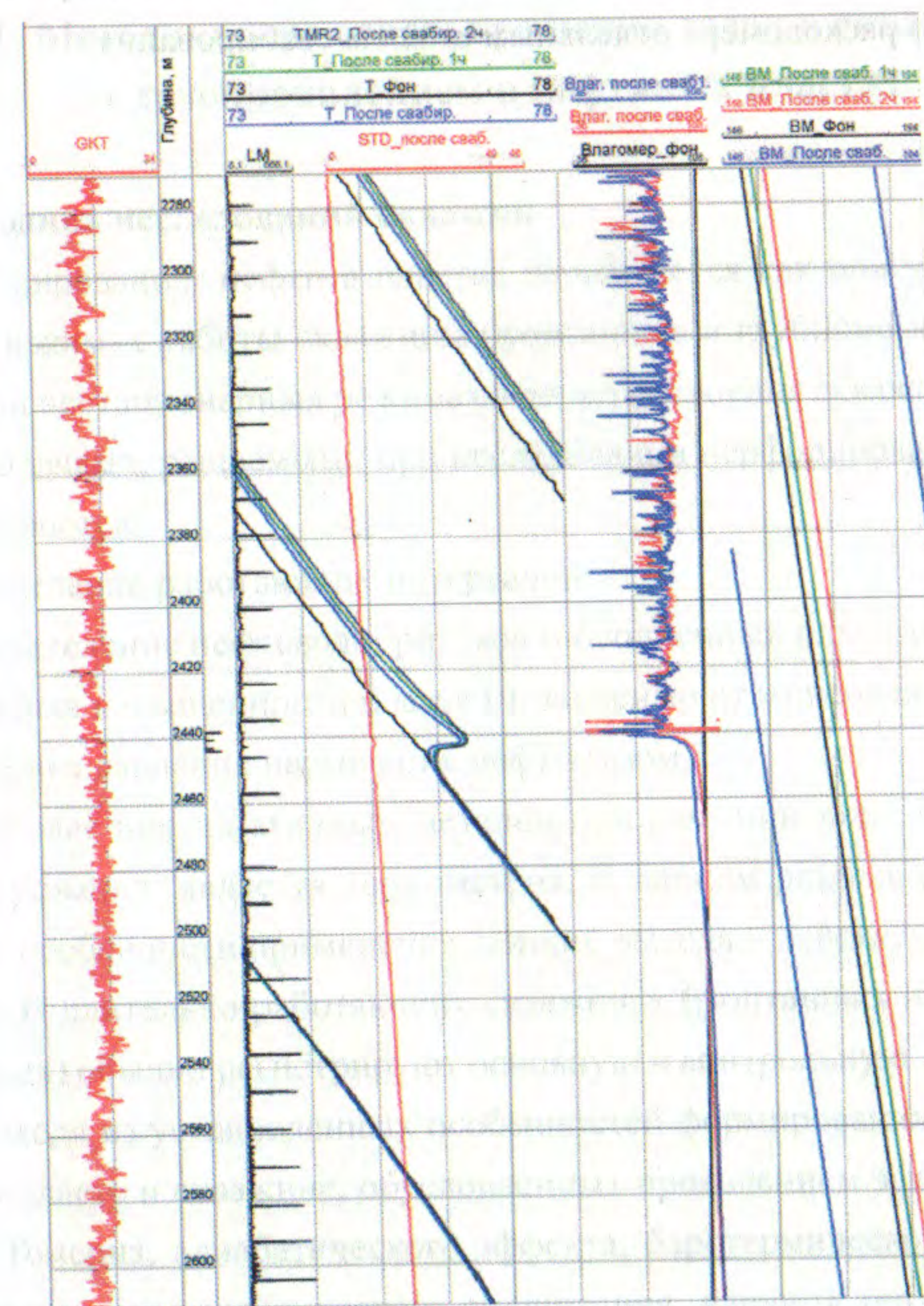


Рис. 6.16. Сква. Св. 2. Исследования при вызове притока свабиrowанием



не превышает $5 \text{ м}^3/\text{сут}$. Признаки ЗКЦ сверху отсутствуют, забой герметичен.

Применение сваба для вызова притока при ГИС оправданно в низкодебитных скважинах с целью выделения фактически работающих интервалов и интервалов ЗКЦ как сверху, так и снизу. Состав притока определяется только в благоприятных условиях. В связи с низким дебитом построение профиля притока возможно только с применением пакерного расходомера отдельным циклом свабирования.

ГЛАВА 7. ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗГАЗИРОВАНИИ НЕФТИ В ПЛАСТЕ

§ 1. Методические основы решения задач в скважинах с газопроявлением в нефтяных пластах

Методика исследований скважин

Разгазирование нефти в пластах наблюдается как при установившихся режимах работы скважины (фонтанные и глубинно-насосные), так и при нестационарных режимах в период освоения скважин. Основными задачами, решаемыми при исследовании перфорированных пластов, являются:

- выделение работающих интервалов;
- определение нефтеводопритокков (обводненных пластов);
- оценка насыщенности пласта (независимо от минерализации);
- оценка давления насыщения нефти газом.

Наиболее информативным методом при решении задач в условиях разгазирования является термометрия. В данном разделе рассматриваются особенности применения данного метода в действующих скважинах. В длительно работающих скважинах (фонтанных и глубинно-насосных) обычно регистрируют основную и контрольную термограммы. Исходя из установленных особенностей формирования теплового поля в пласте и скважине, обусловленных проявлением эффекта Джоуля – Томсона, адиабатического эффекта, баротермического эффекта и эффекта калориметрического смешивания, влияния теплоты разгазирования жидкости, для обеспечения достоверности при выявлении



работающих интервалов наряду с замерами при установившихся режимах работы скважины необходимо осуществлять измерения и после остановки скважины. При этом первый замер обычно соответствует режиму работы скважины при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$, т. е. когда в призабойной зоне пласта происходит разгазирование и проявляется влияние теплоты фазового перехода на формирование температурного поля в пласте. После остановки скважины за счет продолжающегося притока давление в скважине растет и может стать больше $P_{\text{нас}}$. При этом из пласта поступает преимущественно жидкость. Смена фазового состояния фильтрующегося флюида оказывает сильное влияние на показания термометра.

В случаях когда скважина работает при $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$, второй замер необходимо проводить после изменения режима отбора при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$. Такой методический прием позволяет решать задачи определения нефтеводопритоков и оценки характера насыщенности пластов, при этом обеспечивается достоверность заключений и при определении обводненных интервалов.

При компрессорном освоении и опробовании скважин необходимо путем спуска НКТ до определенной глубины добиться создания режима разгазирования жидкости в пласте при прорыве воздуха через НКТ. Измерения необходимо проводить как в процессе повышения, так и в процессе снижения забойного давления, т. е. регистрировать данные при $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ и $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$. При такой методике успешно решаются задачи, связанные с выявлением работающих интервалов, определением нефтеводопритоков и оценкой характера насыщения пласта независимо от минерализации пластовых вод.

Для решения задачи определения давления насыщения нефти газом в естественных условиях необходимо регистрировать кривые восстановления давления и температуры напротив нижнего работающего пласта в процессе снижения забойного давления, т. е. перехода от $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ к $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$.

Интерпретации данных термометрии

Основными эффектами, обуславливающими температурное поле в пласте и скважине, являются: эффекты Джоуля – Томсона, адиабатический, баротермический, смешивания и теплоты разгазирования. Решение практических задач базируется на анализе формы температурной кривой и величины температурной аномалии. Последняя (аномалия), в свою очередь, выделяется на основе сопоставления зарегистрированной термограммы с геотермической (базовой). Характер изменения формы, величины и знака температурной аномалии во времени определяется также путем сопоставления термограмм, зарегистрированных в различные моменты времени (или при различных режимах работы скважины).

Применение термометрии для определения работающих пластов основано на использовании эффекта Джоуля – Томсона, приводящего к изменению температуры притекающего флюида относительно геотермической. При равенстве газового фактора инверсному против нефтяного пласта при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ изменение температуры не происходит, но перевод скважины в режим $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ позволяет достичь однозначности при выделении работающих пластов и в этом случае. Против нефтеносного пласта будет наблюдаться возрастание температуры. При газовых факторах, отличных от инверсного, работающие пласты ($P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$) отмечаются отрицательными температурными аномалиями. Отметим, что закачка холодной воды также может приводить к охлаждению пластов, причем не только вблизи нагнетательных скважин, но и в добывающих скважинах. Однако на ранней стадии обводнения пласта, пока фронт охлаждения закачиваемыми водами не прошел исследуемую скважину, понижение температуры не отмечается.

Определение нефтеводопритоков и оценка характера насыщения пласта с помощью термометрии основаны на использовании динамических процессов, связанных с переходом забойного давления от $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ до



$P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ или наоборот, на различиях газосодержания нефти и воды и на различиях коэффициентов Джоуля – Томсона для воды, нефти и газа. Появление воды в потоке, во-первых, приводит к уменьшению эффективного коэффициента Джоуля – Томсона жидкой фазы и, во-вторых, за счет плохой растворимости газа в воде – к уменьшению массового расхода газа. Поэтому с появлением воды в потоке нефтегазовой смеси возможны как положительная или отрицательная температурная аномалия, так и ее отсутствие. Установлено, что при обводненности более 60% отрицательные температурные аномалии не могут наблюдаться. Рассмотрим две возможные ситуации.

Из пласта поступает нефть. В случае $P_{\text{заб1}} < P_{\text{нас}}$ на термограмме регистрируется снижение температуры относительно пластовой (отрицательная аномалия). После остановки скважины, если $P_{\text{заб2}} > P_{\text{заб1}}$, но меньше $P_{\text{нас}}$, то аномалия по абсолютной величине уменьшится, но также будет ниже пластовой. Если же $P_{\text{заб2}}$ будет больше $P_{\text{нас}}$, то произойдет инверсия температурной аномалии, т. е. зарегистрируется положительная аномалия. При работе же скважины с $P_{\text{заб1}} > P_{\text{нас}}$ температурная аномалия положительна и после остановки скважины из-за уменьшения депрессии. Оставаясь положительной, аномалия уменьшится по величине.

Из пласта поступает вода. Из-за достаточно малого газосодержания воды соотношение $P_{\text{заб}}$ и $P_{\text{нас}}$ не оказывает существенного влияния на характер изменения температуры притекающей жидкости, но тем не менее интерпретатору необходимо знание этого соотношения. Последнее необходимо для повышения однозначности при определении нефтегазоводопритокров в ствол скважины в случаях многофазного потока. Но при поступлении воды также следует иметь в виду *два возможных случая*.

Первый случай, когда фронт обводнения уже дошел, а температурный фронт еще не дошел до скважины, когда отсутствует влияние тем-

пературы закачиваемой воды на температуру добываемой жидкости. В этом случае при переходе забойного давления от $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ до $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ знак положительной температурной аномалии не меняется. Уменьшается только величина аномалии. Признаком раннего обводнения пласта является образование положительной аномалии при $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$.

Второй случай, когда температурный фронт дошел до скважины и становится существенным влияние температуры закачиваемой воды. При этом суммарное изменение температуры поступающей жидкости, как и в случае притока нефти, может быть меньше нуля (температура ниже пластовой). Однако изменение аномалии обводненного пласта в остановленной скважине существенно отличается. После остановки скважины при росте забойного давления температура обводненного пласта (в отличие от нефтяного) снижается из-за уменьшения вклада дроссельного эффекта. При этом необходимо иметь в виду, что при обводненности более 60%, если существует отрицательная температурная аномалия, то она связана с подходом фронта охлаждения закачиваемых вод. Интерпретация термограмм осуществляется путем совместного анализа кривых, зарегистрированных при различных режимах работы скважины.

Давление насыщения нефти газом является одним из основных параметров, широко используемых в теории и практике разработки нефтяных месторождений. Определение величины данного параметра необходимо при проектировании, осуществлении и регулировании процесса разработки залежей. В настоящее время давление насыщения определяют в лабораториях по нефтепробам, отобраным в пластовых условиях или на поверхности. Однако значение параметра, определенное таким образом, может значительно отличаться от их значений в пластовых условиях. Определение давления насыщения нефти газом проводится по данным одновременных измерений кривой изменения давления и температуры при условии перехода давления в скважине



через значения давления насыщения. Измерения осуществляются при снижении давления в скважине, т. е. в процессе пуска скважины. При этом момент начала разгазирования определяется по изменению градиента на кривой изменения температуры. Соответствующее этому моменту давление, определяемое на кривой изменения давления, является давлением насыщения нефти газом. Точность определения повышается при регистрации наряду с абсолютной температурой и дифференциальной кривой. Для обеспечения достоверности и эффективности в интерпретации по динамике температурной аномалии необходима одновременная регистрация температуры и давления на фиксированной глубине над кровлей исследуемого пласта.

§ 2. Результаты практического решения задач в скважинах

Выявление работающих пластов

На рис. 7.1 приведены результаты геофизических исследований в глубинно-насосной скв. 640. Здесь перфорированы пласты среднего карбона в интервале 1004–1008,2 м. По данным дебитометрии перфорированный интервал работает полностью. Дебит нефти по промышленным материалам составляет 4 м³/сут. Нефтеводораздел отмечается по данным гамма-плотнометрии (ГПП) на глубине 1004 м, динамический уровень – 980 м, т. е. $P_{\text{заб}} \approx 0,2$ МПа. Результаты термометрии, как видно из рисунка, практически неинформативны. Проведенный анализ промысловых материалов по аналогичным скважинам показывает, что, как правило, продукцию их составляет безводная нефть или нефть с небольшим содержанием воды, а давление при эксплуатации пластов ниже давления насыщения $P_{\text{нас}}$. В таких условиях происходят разгазирование нефти в призабойной части пласта и поступление в скважину свободного газа и нефти или их смеси.

Суммирование дроссельных разогрева нефти и охлаждения газа может привести к отсутствию температурной аномалии против таких пластов. Область неинформативности определяется конкретными значениями газового фактора, теплофизических параметров и разрешающей способностью используемой аппаратуры. Это необходимо учитывать при выборе масштаба и формы регистрации термограмм, интерпретации данных термометрии, а также для обеспечения условий достоверного выделения работающих пластов. В скв. 640 (см. рис. 7.1) P намного ниже давления насыщения, а средний газовый фактор для нефтей каширо-подольских отложений составляет 30 м³/м³.

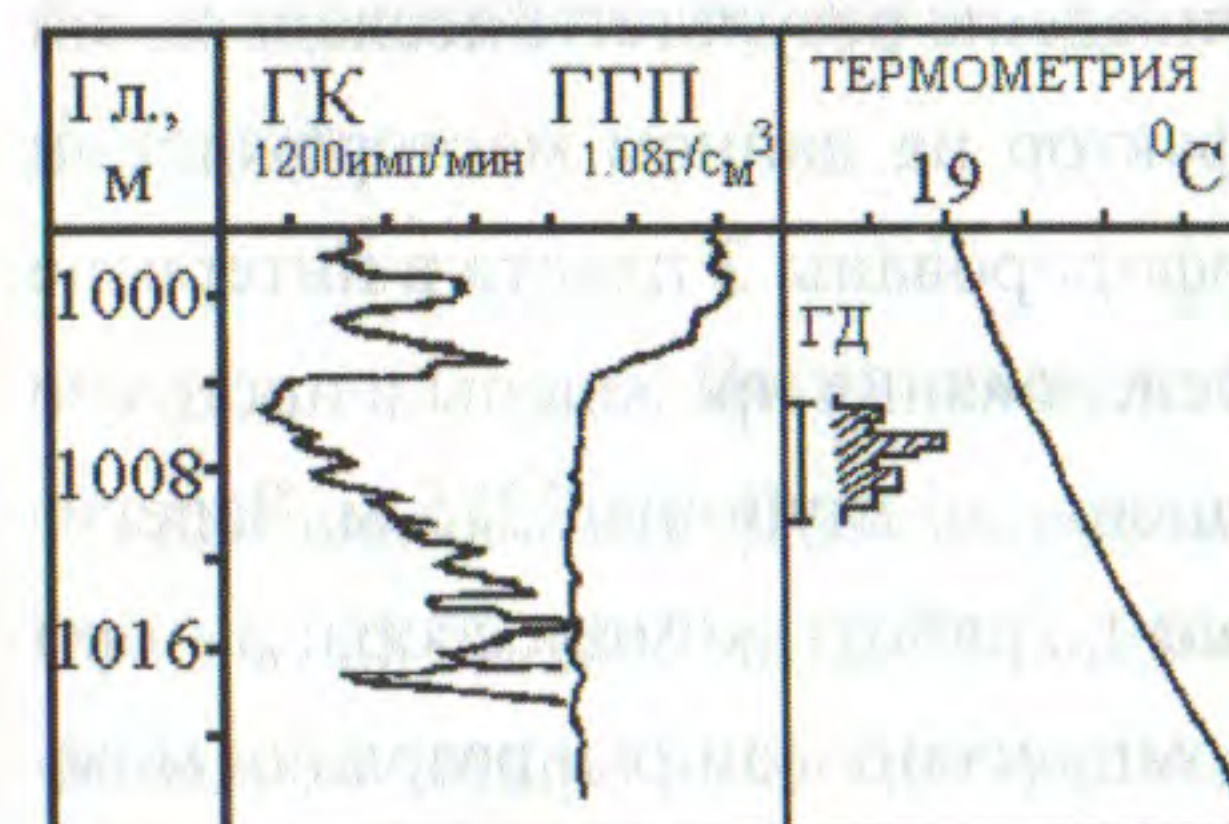


Рис. 7.1. Результаты исследований скв. 640 в процессе эксплуатации с ШГН

Одним из способов повышения достоверности решения задачи является комплексирование термометрии с дебитометрией (РГД и СТИ), плотнометрией и методами состава. При этом следует учитывать, что данные механической дебитометрии не могут количественно интерпретироваться в связи с сильным искажением показаний всплывающей газовой фазой. Данные плотнометрии часто позволяют выделить интервал поступления газовой фазы из пласта по изменению плотности флюида в стволе скважины. При этом диаграмма влагометрии принимает изрезанный характер выше зоны поступления газа.

При значительных газовых факторах выделение работающих пластов возможно по снижению температуры в перфорированных пластах. Однако снижение температуры против работающего пласта на термограмме может вызвать и прорыв закачиваемой воды, температура которой ниже пластовой. Причину отрицательной температурной



аномалии можно выявить путем сопоставления термограмм, зарегистрированных в эксплуатируемой и остановленной скважинах.

При таком подходе в охлажденных закачиваемой водой пластах после остановки скважины наблюдается дальнейшее снижение температуры, а при поступлении из пласта нефтегазовой смеси – рост температуры с возможным переходом в область положительных значений при $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$.

Регистрация термограмм после остановки скважины и при первоначальном отсутствии дроссельной температурной аномалии может повысить достоверность выделения работающих нефтяных пластов по данным термометрии. На рис. 7.2 приведены результаты исследований скважины 1378. Средний газовый фактор на данном месторождении составляет 47,7 м³/т. В скважине перфорированы 2 пласта в интервале 2374,8–2376,8 м и 2380–2381,2 м. Исследования проведены в процессе компрессорного освоения. НКТ спущены до глубины 2275 м. Зарегистрированы термограммы: 1 – фоновая до работы компрессора; 2 – при компрессировании; 3 – сразу после компрессирования и разрядки межтрубного пространства; 4 и 5 – через 2 и 8 часов после компрессирования. Кроме того, приведена диаграмма плотнометрии 6. Анализ термограммы 2 свидетельствует, что при работе компрессора начинает слабо отдавать нижний перфорированный интервал. После разрядки межтру-

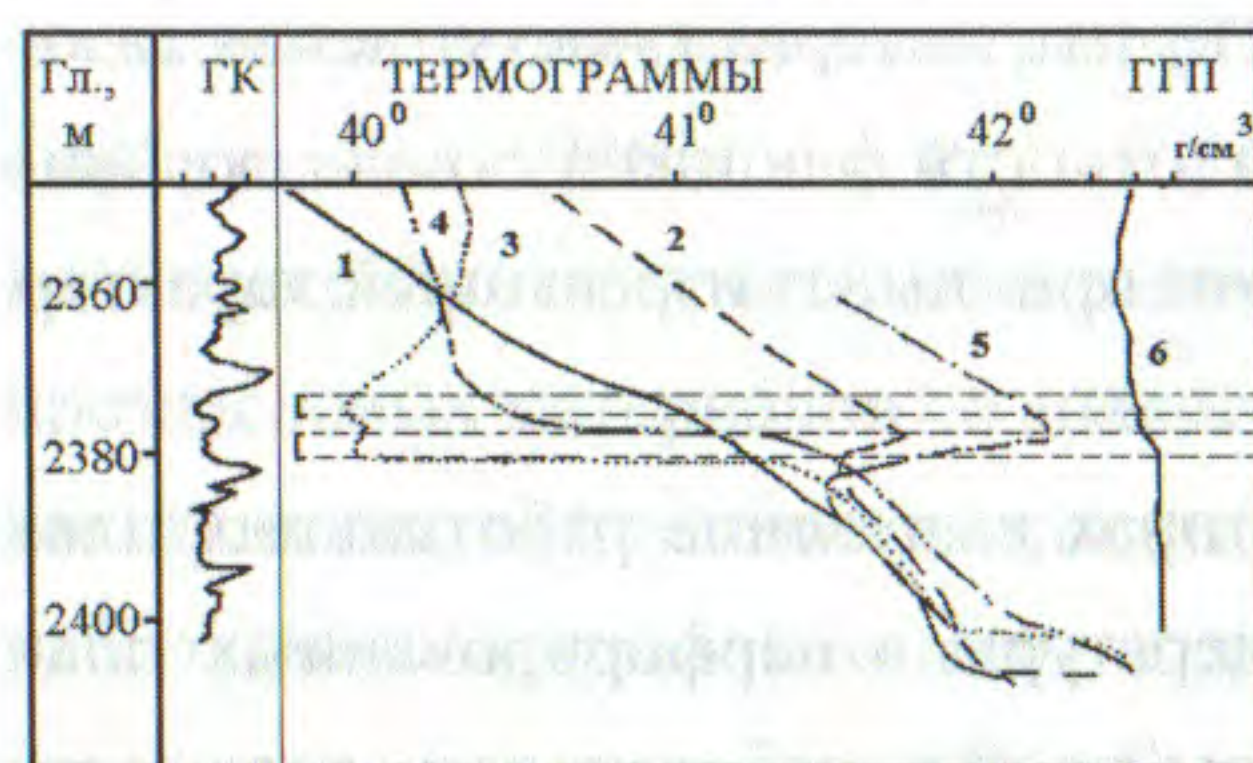


Рис. 7.2. Определение работающих пластов по эффекту разгазирования нефти в скв. 1378 при компрессорном освоении

бля (снижения забойного давления) на термограмме 3 зарегистрировано снижение температуры (аномалия охлаждения) против обоих вскрытых перфорацией пропластков. Форма температурной кривой выше работающих мощностей и наблюдаемое снижение температуры про-

тив пластов характерны для преимущественного притока из них газовой фазы. Кривая 4 соответствует случаю поступления газонефтяной смеси, а термограмма 5 – поступлению нефти из нижнего пласта. Регистрация термограммы при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ помимо выявления нефтенасыщенных пластов позволяет говорить и о вторичном вскрытии пластов. Верхний пласт отмечается работающим лишь при притоке газа. При притоке нефти этот пласт не отмечается, очевидно, вследствие низкого дебита. Из диаграммы 6 следует, что пласты отдают нефть, а в стволе скважины идет разгазирование.

По промысловым данным при эксплуатации скважины ШГН дебит безводной нефти составляет 2,4 м³/сут, газовый фактор по скважине – 47,9 м³/т.

Выявление нефтеводопритоков

Скважина 5443. В скважине перфорированы три интервала: 2836–2842 м; 2852–2862 м; 2872–2880 м. Геофизические исследования проводились четыре раза. Интерес в данном случае представляет возможность сопоставить результаты замеров, выполненных в безводный период и после обводнения скважины (рис. 7.3).

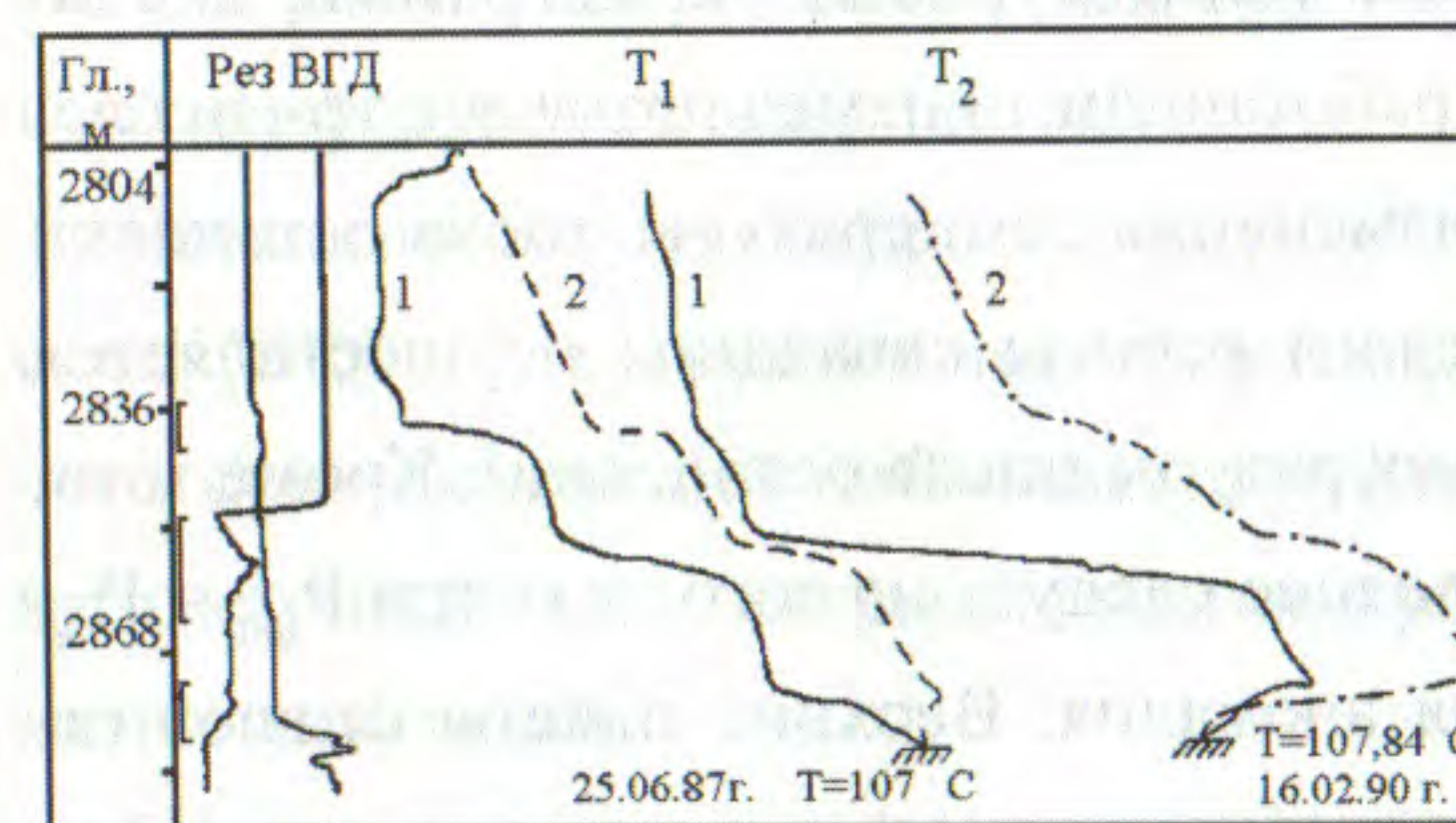


Рис. 7.3. Результаты исследований скв. 5443

Рассмотрим данные ГИС, выполненных 25.06.87 г., когда дебит составил 70 м³/сут безводной нефти. Заметим, что нижний перфорированный интервал засыпан, и судить о его работе не представляется возможным. За-

бой скважины отбит на глубине 2884,0 м. Низ насосно-компрессорных труб находится на глубине 2880,8 м. По диаграммам расходомерии



работающими можно отметить все три охваченных исследованиями пласта. По методам состава пласты работают нефтью. При сопоставлении рассмотренных методов скважина работает нестабильно.

Более информативными в данном случае являются термограммы, зарегистрированные в работающей и остановленной скважинах. На первой термограмме все три пласта отмечаются работающими. Причем во всех случаях наблюдается снижение температуры против работающих интервалов (отрицательные температурные аномалии). При сопоставлении с термограммой в остановленной скважине видно возрастание температуры против пластов вплоть до инверсии температурной аномалии. Все это позволяет говорить, что в работающем режиме из пластов поступает газонефтяной поток, причем свободного газа в призабойной зоне значительно больше ($P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$).

Исследования после обводнения продукции скважины (84 м³/сут, обводненность 11%) проведены 16.02.90 г. Комплекс методов идентичен первоначальному. Низкий перфорированный пласт опять же не промыт и поэтому не охвачен исследованиями. Забой находится на глубине 2883,8 м.

Анализ геофизических материалов показывает на наличие в скважине газонефтеводной смеси. Конфигурация термограммы значительно изменилась. При этом работающими отмечаются все три исследованных пласта. Динамика изменения температуры после остановки скважины показывает, что режим работы скважины осуществляется при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ (возрастание температуры после остановки). Кроме того, нижний пласт обводнен. Последнее следует из того, что при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ регистрируется положительная аномалия. Верхние пласты отдают газонефтяную смесь. В данном случае термометрия выступает как метод притока и, кроме того, уточняет состав поступающего флюида из пласта.

Скважина 3720. Геофизические исследования проведены 21.11.89 г. с целью определения работающих интервалов и причины обводнения

скважины. При дебите скважины 40 м³/сут обводненность составляет 80%. Исследования проведены стандартным комплексом методов (Т, ВГД, СД, РГД, ГК, ЛМ). В скважине два перфорированных интервала: 2708–2716 м и 2718–2726 м. Насосно-компрессорные трубы спущены до глубины 2703,2 м (рис. 7.4).

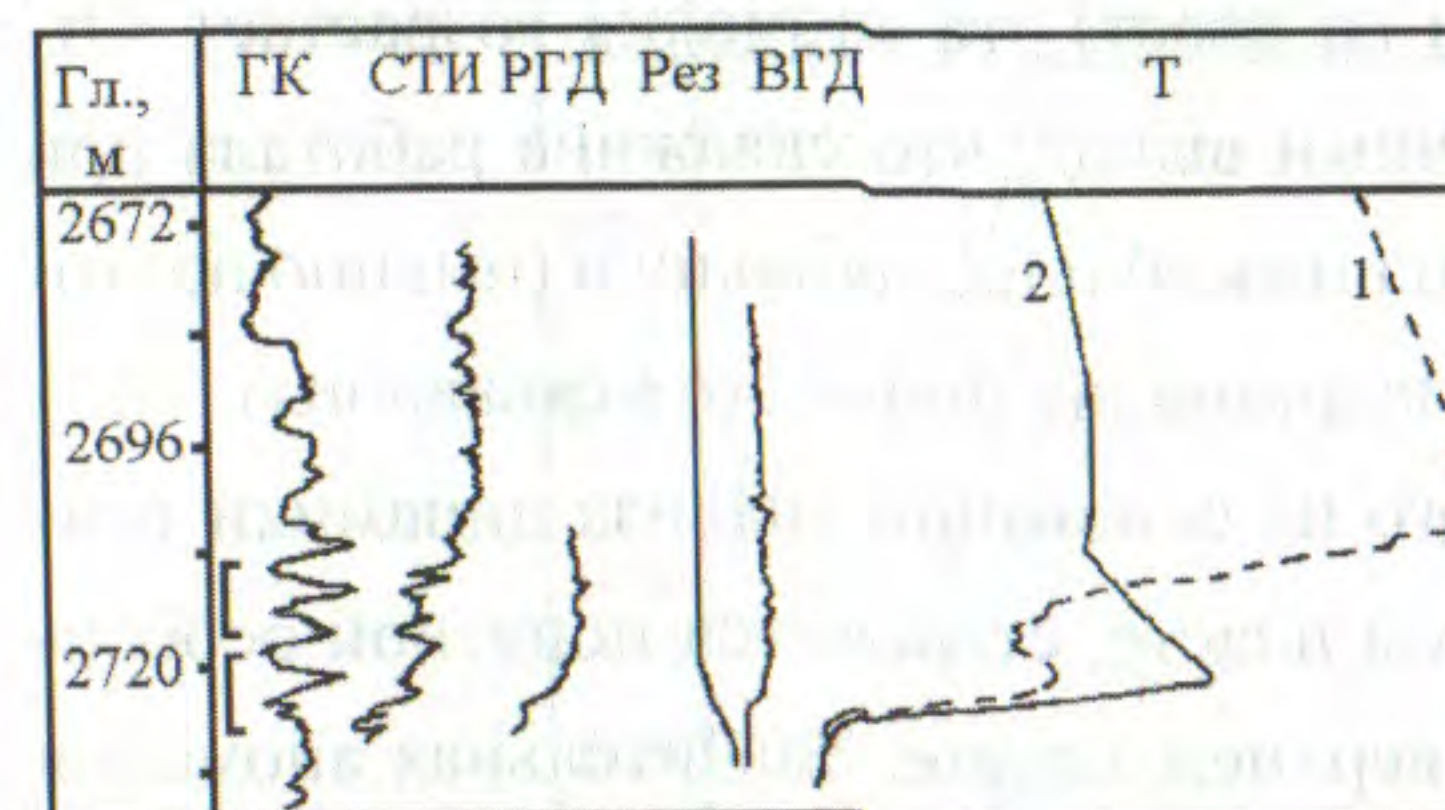


Рис. 7.4. Результаты исследований скв. 3720

Отметим, что проектный и фактический перфорированный интервалы несколько отличаются. В обоих интервалах средние части представлены глинистыми прослоями. По данным РГД, СД и термометрии приток от-

мечается из двух перфорированных интервалов. Причем по диаграммам РГД уверенно можно выделить лишь работу двух пропластков в нижнем интервале. По СД, в свою очередь, выделяется лишь работа пропластков в верхнем интервале, что можно связать с практическим отсутствием зумпфа. Данные термометрии свидетельствуют об интенсивной работе подошвенной части нижнего и кровельной части верхнего перфорированных пластов.

Что касается состава притекающего флюида по данным методов состава (ВГД и Рез.), приток нефти наблюдается с глубины 2724,8 м. Далее в стволе скважины наблюдается нефть с водой. В кровельной части верхнего пласта на диаграмме влагометрии отмечается некоторое снижение показаний.

При сопоставлении данных методов состава (МС) с методами притока можно говорить о том, что подошвенная часть нижнего пласта работает водой.

Данные термометрии в двух режимах работы скважины (работаю-



щей – кривая 1 и остановленной – кривая 2) существенно дополняют информацию по составу притекающего флюида.

При сопоставлении термограмм видно, что против нижнего пласта температурная аномалия в работающей скважине положительная (разогрев), и после остановки скважины (при росте забойного давления и уменьшении депрессии на пласт) эта аномалия возрастает. Отсюда можно сделать однозначный вывод, что скважина работала при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ с газовой фазой и что нижний пласт обводнен (именно поэтому наблюдается положительная аномалия при работе скважины).

Из этого вывода, сделанного на основании анализа динамики температурной аномалии в нижнем пласте, становится понятной особенность изменения аномалии в верхнем пласте. Значительная аномалия разогрева при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ может быть связана только с притоком воды. Последующее снижение температуры может говорить о довольно малом содержании газа (а значит, и нефти) в рассматриваемом интервале притока. Следовательно, основной приток воды в скважине наблюдается по кровельной части верхнего пласта. По подошвенной части, очевидно, поступает нефть (слабый приток).

В данном случае термометрия совместно с анализом давления существенно повышает информативность и достоверность комплекса.

Скважина 2289. Исследования выполнены 25.04.91 г. (рис. 7.5). В скважине перфорирован один интервал 2748,5–2765 м. Продукция составляет 95 м³/сут воды. Измерения проведены для определения источника обводнения. Для этого проведен следующий комплекс: термометрия, методы состава, расходометрия, гамма-метод и локатор муфт. Забой по локатору отбивается на глубине 2768,6 м, т. е. зумпфа практически нет. По данным влагометрии в скважине однородная жидкость – вода. Термические исследования в работающей и остановленной скважине при сопоставлении диаграмм позволяют выделить в пределах перфорированного пласта зону глубокого охлаждения $T = 42,7^\circ\text{C}$.

Причем после остановки скважины охлаждение возрастает. Это позволяет однозначно говорить об обводнении непосредственно перфорированного пласта закачиваемой водой.

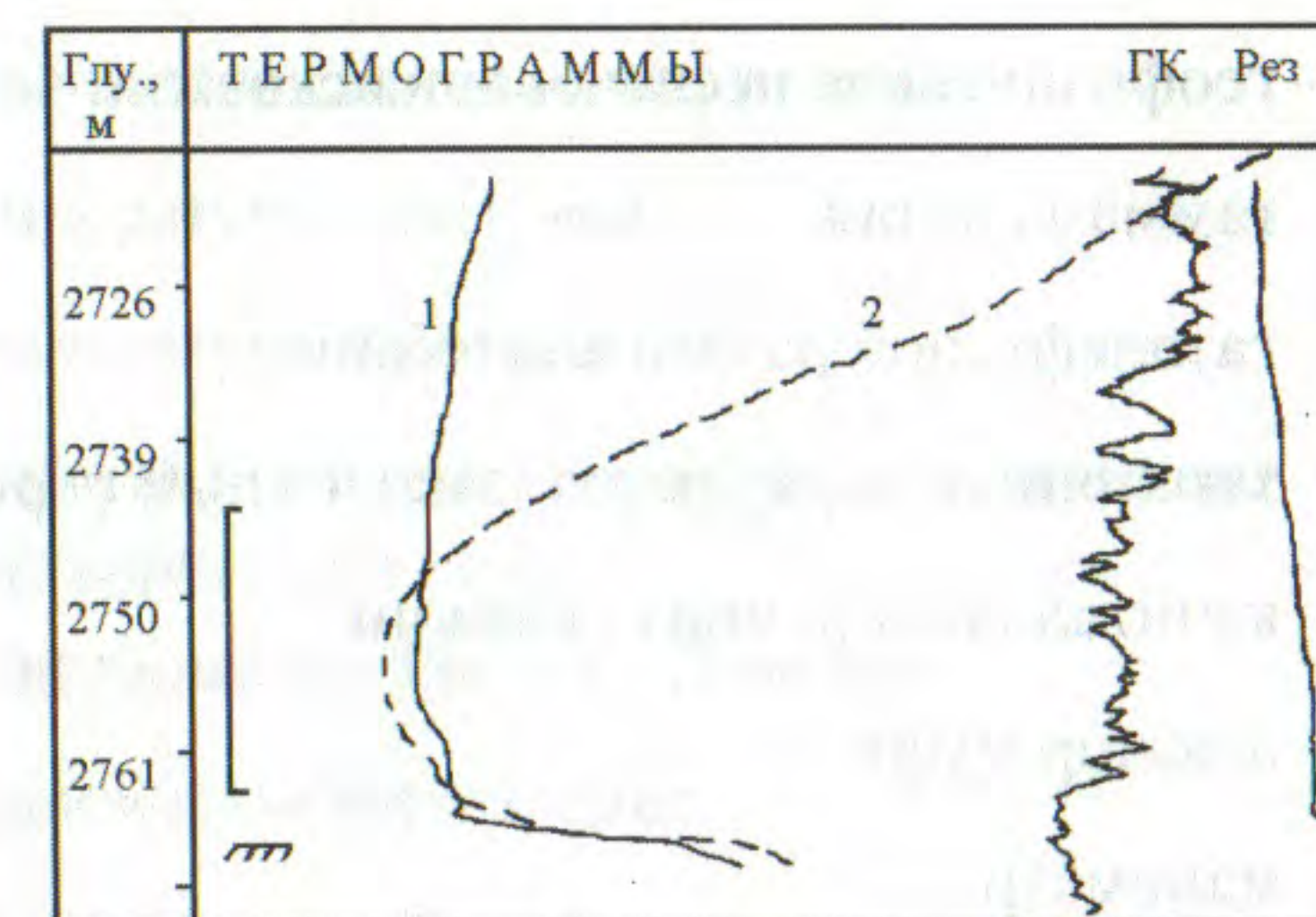


Рис. 7.5. Результаты исследований скв. 2289

Список принятых сокращений

АШ	— акустический шумомер
ГГП	— гамма-гамма-плотномер
ГГП-П	— гамма-гамма-плотномер по прямому излучению
ГГП-Р	— гамма-гамма-плотномер по рассеянному излучению
ГИС	— геофизические исследования скважин
ГК	— гамма-каротаж
ГНР	— газонефтяной раздел в скважине
ЗКЦ	— заколонная циркуляция (заколонный переток)
КРС	— капитальный ремонт скважин
ЛМ	— локатор муфт
МН	— манометр
НВР	— нефтеводяной раздел в скважине
НКТ	— насосно-компрессорные трубы
РГД	— скважинный расходомер
РГЭ	— радиогеохимический эффект
СГА	— скважинная геофизическая аппаратура
СТИ (СТД)	— скважинный термоиндикатор притока (скважинный термокондуктивный дебитомер)
ШГН	— скважина, оборудованная штанговым глубинным насосом
ЭЦН	— скважина, оборудованная электроцентробежным насосом

Список условных обозначений

Γ	— геотермический градиент; газовый фактор
C	— теплоемкость
$P_{\text{пл}}$	— давление пластовое
$P_{\text{заб}}$	— давление забойное
$P_{\text{нас}}$	— давление насыщения нефти газом
$T_{\text{пл}}$	— температура пластовая
$T_{\text{заб}}$	— температура забойная
α	— коэффициент теплопередачи; коэффициент растворимости газа
ε	— коэффициент Джоуля — Томсона
ξ	— тепловое сопротивление
η	— адиабатический коэффициент
k/μ	— коэффициент подвижности флюида
λ	— коэффициент теплопроводности
ρ	— плотность
ΔP	— депрессия на пласт
h	— мощность (толщина) пласта
q	— тепловой поток; удельный дебит
Q	— дебит
L	— теплота разгазирования
t	— время

Список используемой литературы

1. Аbruкин А.Л. Потокметрия скважин. – М.: Недра, 1978. – 253 с.
2. Басин Я.Н., Труфанов В.В., Петросян Л.Г. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1978. – 256 с.
3. Бельшев Г.А., Ахметов А.С. Многофункциональные программно-управляемые скважинные приборы для контроля за разработкой нефтегазовых месторождений // НТВ «Каротажник». – Тверь, 2003. № 11–112. С. 103–110.
4. Валиуллин Р.А., Федотов В.Я., Яруллин Р.К., Игнатьев В.М. Термические исследования скважин, эксплуатируемых погружными электроцентробежными насосами // Нефтяное хозяйство. 1989. № 5. С. 46–49.
5. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш. Термические исследования при компрессорном освоении нефтяных скважин. – Уфа, 1992. – 168 с.
6. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарифутдинов Р.Ф. Термометрии пластов с многофазными потоками. Изд-во БашГУ. – Уфа, 1998. – 116 с.
7. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике / Под общ. ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. – М.: Инфра-инженерия, 2009. – 960 с.
8. Дахнов В.Н., Дьяконов Д.И. Термические исследования скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1952. – 214 с.
9. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов В.А., Африкян А.Н. Промысловая геофизика: Учебник для вузов / Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Нефть и газ, 2004. – 342 с.
10. Жувагин И.Г., Комаров С.Г., Черный В.Б. Скважинный термокондуктивный дебитомер СТД. – М.: Недра, 1973. – 81 с.

11. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин / Справочник под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988.

12. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Методы анализа фазовых расходных параметров в газовых и нефтяных обводняющихся скважинах (Применение скважинной барометрии). – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 84 с.

13. Кузнецов С.Г., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1991. – 223 с.

14. Метелев В.П. Применение метода акустической шумометрии при контроле за разработкой в ООО «Красноярскнефтегеофизика» // Каротажник. № 72. С. 134–147.

15. Моисеев В.Н. Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1990. – 240 с.

16. Назаров В.Ф. Термометрия нагнетательных скважин. Дис. на соискание уч. степени д-ра техн. наук. – Уфа, 2003.

17. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. – М.: Недра, 1977. – 239 с.

18. Орлинский Б.М., Валиуллин Р.А. Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений // НТВ «Каротажник». – Тверь, 1996. № 20. С. 44–60.

19. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. – М.: Недра, 1982. – 368 с.

20. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Учебное пособие. – Екатеринбург: Институт испытаний, 2009. – 471 с.

21. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 551 с.

22. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М.: Недра, 1989. – 190 с.

23. Череменский Г.А. Прикладная геотермия. – Л.: Недра, 1976.

24. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 238 с.

Предметный указатель

А

Адиабатический коэффициент 36

Акустическая шумометрия 70

Б

Барометрия 56

В

Влагомер 64

Г

Гамма-гамма-плотномер 61

Гамма-каротаж 69

Герметичность колонны 106, 109, 117, 131

Градиент геотермический 25

Д

Давление 57

Диагностика 7, 8, 22

Добывающие скважины 112

З

Затрубная циркуляция (заколонный переток) 82, 105, 118, 131

И

Измерения температуры 41

К

Коэффициент Джоуля – Томсона 29

Л

Локатор муфт 69

Н

Нагнетательные скважины 84

Насосно-подъемное оборудование 14, 20, 121

О

Освоение скважин 131

– компрессором 132

– свабом 136

П

Простаивающие скважины 11, 74

Р

Разгазирование нефти 161

Расходомерная механическая 47

Резистивиметр 66

Т

Тепловая инерция датчика 44

Термометрия 22

Термоконтрактивный индикатор притока 53

Техническое состояние скважины 14, 18

Э

Эксплуатационные скважины 11

Эксплуатационные характеристики пластов 14, 15

ЭЦН-скважины 121