

Т.Дарлинг

# ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

 PREMIUM  
ENGINEERING

 technopress®



# WELL LOGGING AND FORMATION EVALUATION

Toby Darling



ELSEVIER

AMSTERDAM • BOSTON • HEIDELBERG • LONDON  
NEW YORK • OXFORD • PARIS • SAN DIEGO  
SAN FRANCISCO • SINGAPORE • SYDNEY • TOKYO

Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier Science



Тоби Дарлинг

**ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ  
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

*Перевод с английского  
под редакцией  
к. т. н. Султанова Т. А.*

Москва

ООО «Премиум Инжиниринг»

2008



УДК 550.832  
ББК 26.34  
Д 14

**Дарлинг Тоби**

Д 14 Практические аспекты геофизических исследований скважин / Перевод с английского. — М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. — 400 с., ил. — (Промышленный инжиниринг).

ISBN 978-5-903363-07-0

Автор на основе многолетнего опыта работы в зарубежных нефтегазовых компаниях освещает широкий круг вопросов, связанных с применением современных методов геофизических исследований скважин и интерпретации получаемых данных. В издании рассматривается каротаж в процессе бурения, увязка сейсмических и каротажных данных, геонавигация.

Особо ценным является методика оценки экономической целесообразности применения специальных методов каротажа. Издание знакомит читателя с особенностями подхода зарубежных коллег к решению задач геологии и разработки.

Характерной особенностью издания является ее четкая практическая направленность. Каждый раздел книги содержит тестовые примеры и задачи, позволяющие глубже понять и усвоить изложенный материал. В приложении приводится обширный справочный материал по мемонике аппаратуры и оборудования, применяемого ведущими фирмами при каротаже скважин.

Издание предназначено для персонала промысло-геофизических служб, нефтегазовых компаний, проектных институтов, преподавателей и студентов вузов.

УДК 550.832  
ББК 26.34

ISBN 0-7506-7883-6 (англ.)  
ISBN 978-5-903363-07-0

© Elsevier Inc, 2005. All rights reserved  
© Technopress Ltd, 2008  
© ООО «Премиум Инжиниринг», 2008

# ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>1</b>	<b>Основы . . . . .</b>	1
1.1.	Терминология . . . . .	1
1.2.	Основные типы геофизических исследований скважин . . . . .	4
1.2.1.	Каротаж в процессе бурения (LWD) . . . . .	4
1.2.2.	Кабельный каротаж необсаженной скважины . . . . .	6
1.2.3.	Кабельный каротаж обсаженной скважины . . . . .	9
1.2.4.	Каротаж со спуском приборов на трубах . . . . .	10
1.3.	Заключение контрактов на проведение геофизических исследований скважин . . . . .	11
1.4.	Подготовка программы ГИС . . . . .	13
1.5.	Оперативное принятие решений . . . . .	16
1.5.1.	Неисправность каротажного зонда . . . . .	16
1.5.2.	Прихват прибора . . . . .	17
1.6.	Бурение с отбором керна . . . . .	19
1.6.1.	Отбор керна . . . . .	19
1.6.2.	Стандартный анализ керна . . . . .	20
1.6.3.	Специальные анализы керна . . . . .	21
1.6.4.	Ограничения исследований, основанных на отборе керна . . . . .	23
1.7.	Анализ бурового раствора в полевых условиях (газовый каротаж) . . . . .	24
1.7.1.	Описание бурового шлама . . . . .	25
1.8.	Проблемы испытания скважин и добычи . . . . .	27
<b>2</b>	<b>Оперативная интерпретация каротажных данных . . . . .</b>	33
2.1.	Стандартный контроль качества каротажных данных . . . . .	33
2.2.	Идентификация пласта-коллектора . . . . .	35
2.3.	Идентификация типа флюидов и межфлюидных контактов . . . . .	36
2.4.	Определение коэффициента пористости пласта . . . . .	38
2.5.	Оценка нефтегазонасыщенности пласта . . . . .	42
2.6.	Представление результатов оценки пористости и водонасыщенности . . . . .	45

2.7. Измерение пластового давления и отбор проб флюидов .....	48
2.8. Определение проницаемости пласта.....	52
<b>3 Детальная интерпретация каротажных данных.....</b>	<b>55</b>
3.1. Определение эффективной толщины песчаного коллектора....	55
3.2. Определение коэффициента пористости коллектора.....	57
3.3. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности методом Арчи .....	59
3.4. Коэффициент проницаемости коллектора .....	61
<b>4 Анализ пласта на основе взаимосвязи его насыщенности и высоты.....</b>	<b>65</b>
4.1. Анализ капиллярного давления с использованием данных исследования керна .....	66
4.2. Получение J-функций на основе данных каротажа .....	70
<b>5 Современные методы интерпретации данных геофизических исследований скважин .....</b>	<b>73</b>
5.1. Анализ характеристик глинистого песчаника .....	73
5.2. Карбонаты .....	79
5.3. Полиминеральные (статистические) модели .....	81
5.4. Ядерный магнитный каротаж .....	84
5.5. Применение метода нечеткой логики.....	93
5.6. Тонкослоистый разрез .....	96
5.7. Применение метода импульсного нейтронного гамма-каротажа.....	101
5.8. Анализ погрешностей .....	105
5.9. Поправки за влияние ствола скважины.....	110
<b>6 Интеграция с методами сейсмических исследований.....</b>	<b>113</b>
6.1. Метод синтетических сейсмограмм.....	113
6.2. Моделирование замещения флюида .....	119
6.3. Моделирование акустического и упругого импеданса .....	121
<b>7 Проблемы, связанные с механикой пород.....</b>	<b>125</b>
<b>8 Ценность информации.....</b>	<b>129</b>
<b>9 Определение долевого участия компаний в разделе недр ..</b>	<b>135</b>
9.1. Основы для определения долевого участия компаний .....	136
9.2. Процедуры и сроки определения долевого участия .....	137
9.3. Роль петрофизика в определении долевого участия компании .....	141

9.3.1. Песчанистость.....	144
9.3.2. Пористость.....	144
9.3.3. Насыщенность .....	145
9.3.4. Межфлюидные контакты.....	145
<b>10 Петрофизика и промысловая геология .....</b>	<b>147</b>
10.1. Правильное чтение геологических карт.....	150
10.1.1. Основные понятия.....	150
10.1.2. Типы карт.....	152
10.1.3. Методы оконтуривания.....	152
10.1.4. Количественный анализ с применением карт .....	153
10.2. Основные геологические понятия .....	157
10.2.1. Терригенные породы.....	157
10.2.2. Карбонатные коллектора.....	160
10.2.3. Образование тектонических нарушений и деформация осадочных пород.....	162
10.2.4. Аномальное пластовое давление.....	165
<b>11 Физические основы разработки месторождений.....</b>	<b>167</b>
11.1. Основные соотношения, описывающие поведение газов .....	167
11.2. Поведение нефтий и жирных газов в условиях залежи .....	170
11.3. Материальный баланс залежи.....	174
11.4. Закон Дарси .....	175
11.5. Гидродинамические исследования скважины .....	177
<b>12 Методы локализации ствола скважины .....</b>	<b>183</b>
12.1. Методы магнитостатической локализации скважин .....	183
12.1.1. Намагниченность стали обсадных и буровых колонн .....	184
12.1.2. Интерпретация магнитных аномалий .....	185
12.1.3. Учет влияния магнитного поля Земли.....	188
12.1.4. Преобразование результатов измерений в систему координат скважины .....	189
12.1.5. Методы оперативной интерпретации .....	193
12.2. Методы электромагнитной локализации скважины .....	198
12.2.1. Принципы электромагнитной локализации скважин ..	198
12.2.2. Методы оперативной интерпретации .....	201
<b>13 Проводка скважин .....</b>	<b>205</b>
13.1. Отклонение скважины .....	205
13.2. Измерения в скважине .....	207
13.2.1. Анализ погрешностей определения местоположения ствола скважины .....	208

13.3. Геонавигация . . . . .	209
13.4. Бурение горизонтальных скважин выше контакта флюидов . . . . .	216
13.5. Оценка коэффициента продуктивности длинных горизонтальных скважин . . . . .	218

## Приложения

<b>Приложение 1. Таблица данных тестовой скважины 1 . . . . .</b>	221
<b>Приложение 2. Дополнительные данные для полной оценки резервуара . . . . .</b>	229
Специальный анализ керна (SCAL) . . . . .	230
<b>Приложение 3. Решения к упражнениям . . . . .</b>	233
Глава 2. Оперативная интерпретация каротажных данных . . . . .	233
Упражнение 2.1. Оперативный анализ каротажных данных . . . . .	233
Упражнение 2.2. Использование данных по давлению . . . . .	235
Глава 3. Камеральная интерпретация каротажных данных . . . . .	237
Упражнение 3.1. Детальная интерпретация (скважина Test 1) . . . . .	237
Глава 4. Анализ пласта на основе взаимосвязи его насыщенности и высоты . . . . .	242
Упражнение 4.1. Получение J-функции на основе данных кернового анализа . . . . .	242
Упражнение 4.2. Получение J-функции на основе данных каротажа . . . . .	243
Глава 5. Современные методы интерпретации каротажных данных . . . . .	244
Упражнение 5.1. Анализ характеристик глинистого песчаника . . . . .	244
Упражнение 5.2. Применение нечеткой логики . . . . .	246
Упражнение 5.3. Тонкие прослои . . . . .	247
Упражнение 5.4. Пример применения метода импульсного нейтронного гамма-каротажа . . . . .	248
Упражнение 5.5. Анализ погрешностей . . . . .	248
Глава 6. Интеграция ГИС с методами сейсмического анализа . . . . .	249
Упражнение 6.1. Применение метода синтетической сейсмограммы . . . . .	249
Упражнение 6.2. Моделирование замещения флюида . . . . .	249
Упражнение 6.3. Моделирование акустической жесткости . . . . .	250
Глава 7. Проблемы, связанные с механикой пород . . . . .	251
Упражнение 7.1. Определение эффективного давления . . . . .	251

Глава 8. Ценность информации . . . . .	251
Упражнение 8.1. Анализ дерева ошибок . . . . .	251
Глава 9. Определение долевого участия компаний в разделе недр . . . . .	253
Упражнение 9.1. Оптимизация долевого участия компании . . . . .	253
Глава 10. Петрофизика и промысловая геология . . . . .	254
Упражнение 10.1. Определение угла падения пласта . . . . .	254
Упражнение 10.2. Построение графика «площадь-глубина» . . . . .	254
Глава 11. Петрофизика и физические основы разработки месторождений . . . . .	256
Упражнение 11.1. Определение плотности воздуха . . . . .	256
Упражнение 11.2. Изучение материального баланса недонасыщенного нефтяного коллектора . . . . .	256
Упражнение 11.3. Радиальный поток пластового флюида . . . . .	256
Упражнение 11.4. Метод Хорнера . . . . .	256
Глава 12. Методы локализации скважин . . . . .	258
Упражнение 12.1. Пример обработки данных, полученных при магнитостатической локализации . . . . .	258
Упражнение 12.2. Интерпретация данных, полученных методом электромагнитной локализации . . . . .	262
Глава 13. Исследования и геонавигация в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах . . . . .	263
Упражнение 13.1. Определение наклона пласта на основе диаграмм, полученных со смещением датчиков по высоте . . . . .	263
<b>Приложение 4. Вспомогательные теоретические материалы по математике . . . . .</b>	<b>265</b>
A4.1. Интегральное и дифференциальное исчисление . . . . .	265
A4.2. Спектральный анализ (анализ Фурье) . . . . .	268
A4.3. Нормальное (Гауссово) распределение . . . . .	270
A4.4. Векторная механика . . . . .	271
A4.5. Теория вероятностей . . . . .	272
A4.6. Применение метода наименьших квадратов и коэффициенты корреляции . . . . .	276
<b>Приложение 5. Сокращения и акронимы . . . . .</b>	<b>279</b>
<b>Приложение 6. Полезные соотношения единиц и константы . . . . .</b>	<b>285</b>
Глубина . . . . .	285
Объем . . . . .	285
Давление/плотность . . . . .	285

Температура .....	285
Проницаемость .....	285
Вязкость .....	287
Концентрация .....	287
Преобразование забойных условий к устьевым .....	287
Удельное сопротивление минерализованных растворов в зависимости от температуры .....	287
Свойства некоторых распространенных пород .....	287
<b>Приложение 7. Мнемоника, применяемая к приборам подрядчиками .....</b>	<b>289</b>
<b>Об авторе .....</b>	<b>371</b>
<b>Благодарности от автора .....</b>	<b>372</b>
<b>Библиография .....</b>	<b>373</b>
<b>Алфавитный указатель .....</b>	<b>377</b>

# ОСНОВЫ

## 1.1. ТЕРМИНОЛОГИЯ

Как и большинство других специальностей, нефтегазовое дело изобилует профессиональными терминами. Поэтому целесообразно сначала объяснить значение некоторых базовых терминов.

При разработке нефтяных и газовых месторождений строят геологические и гидродинамические модели залежей. Геологические модели используются для описания и количественной оценки резервуара до начала разработки месторождения. Поэтому основными параметрами, определяемыми с помощью таких моделей, являются:

- STOIIP (stock tank oil initially in place) — начальные геологические запасы нефти, приведенные к стандартным условиям. Обычно измеряются в миллионах баррелей или кубических метров.
- GIIP (gas initially in place) — начальные геологические запасы газа. Обычно измеряются в миллиардах кубических футов или кубических метров.
- GBV (gross bulk volume) — полный объем породы в залежи углеводородов.
- NPV (net pore volume) — поровый объем, поровое пространство залежи.
- HCPV (hydrocarbon pore volume) — поровый объем залежи, занимаемый углеводородами.
- $\phi$  — коэффициент пористости; доля объема пласта, занятая флюидами.
- $k$  — коэффициент проницаемости. Обычно выражается в миллидарси или квадратных микрометрах.
- $S_w$  — водонасыщенность; доля объема пор породы, занятая водой.
- $S_h$  — нефтегазонасыщенность; доля объема пор породы, занятая углеводородами.

- FWL (free water level) — уровень свободной воды; глубина, на которой капиллярное давление в порах пласта равно нулю; фактически это глубина, ниже которой извлекаемых углеводородов нет.
- HWC (hydrocarbon/water contact) — водоуглеводородный контакт; глубина, ниже которой в интервале, вскрытом скважиной, находится водоносная зона пласта. В частности, различают водонефтяной контакт (ВНК) и газоводяной контакт (ГВК).
- GOC (gas oil contact) — газонефтяной контакт (ГНК); глубина, ниже которой пластовый газ растворен в нефти.
- Полная толщина пласта — суммарная толщина пласта, вскрытого скважиной.
- Эффективная толщина пласта — часть полной толщины пласта, представленная породой, пористость которой превышает определенную граничную величину.
- Работающая толщина — часть эффективной толщины пласта, из которой отмечается приток углеводородов в данную скважину.

Из-за неизбежных неопределенностей параметров, используемых для оценки начальных геологических запасов нефти или газа, геологи обычно разрабатывают вероятностные модели, в которых все параметры можно варьировать с использованием вероятностных функций, задавая низкие, ожидаемые и высокие значения. После этого можно проанализировать полученные геологические модели статистическими методами с целью получения величин, необходимых для последующего экономического анализа:

- $P_{50}$ : величина начальных геологических запасов, при которой существует 50-процентная вероятность того, что ее истинное значение будет либо больше, либо меньше.
- $P_{15}$ : величина начальных геологических запасов, при которой существует лишь 15-процентная вероятность того, что ее истинное значение будет больше. Часто этот вариант называют *оптимистическим*.
- $P_{85}$ : величина начальных геологических запасов, при которой существует 85-процентная вероятность того, что истинное значение будет больше. Часто этот вариант называют *пессимистическим*.
- Ожидаемая величина: запасы, полученные путем умножения интеграла от функции плотности вероятности для начальных геологических запасов на значение начальных геологических запасов. Для случая симметричного распределения оно будет равно значению  $P_{50}$ .

Аналогичная терминология используется и по отношению к начальным геологическим запасам газа.

Чтобы спрогнозировать, какое количество углеводородов фактически может быть добыто на месторождении (извлекаемые запасы), необходимо построить гидродинамическую модель месторождения. С помощью этой модели можно прогнозировать динамику добычи для отдельных скважин при различных вариантах разработки. Здесь требуется дополнительная терминология:

- Извлекаемые запасы — та часть начальных геологических запасов нефти или газа, которая фактически может быть добыта при данном варианте разработки. Нефтяные компании имеют собственные системы классификации запасов в зависимости от того, в какой степени они могут считаться доказанными и доступными для разработки скважинами. Часто используются такие термины, как *доказанные запасы (proven reserves)*, *освоенные запасы (developed reserves)*, *перспективные запасы (scope for recovery reserves)*, *вероятные запасы (probable reserves)* и *возможные запасы (possible reserves)*.
- Остаточные запасы — та часть извлекаемых запасов, которая еще не добыта.
- Накопленная добыча — добытая часть извлекаемых запасов.
- UR (ultimate recovery) — предельная добыча; полный объем извлекаемых запасов, который будет добыт до момента прекращения эксплуатации месторождения.
- NPV (net present value) — чистая приведенная стоимость; будущая промышленная стоимость месторождения с учетом всех будущих текущих затрат и доходов.
- RF (recovery factor) — коэффициент извлечения; отношение извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам нефти или газа.
- $B_o$  — объемный коэффициент нефти; коэффициент, используемый для приведения объема пластовой нефти к поверхностным (стандартным) условиям. Аналогичный коэффициент  $B_g$  вводится и для газа.

Для добычи углеводородов нужны скважины и определенная стратегия разработки месторождения. Эта стратегия, как правило, отражается в **проекте разработки месторождения**, содержащем детальное описание месторождения и планы его будущей разработки.

После утверждения проекта разработки месторождения разрабатывается программа бурения скважин, содержащая информацию о предлагаемых местах заложения скважин, их траекториях и затратах на бурение, прогнозные геологические данные и требования к сбору информации при разбуривании месторождения. Роль петрофизиков\* в подготовке программы бурения состоит в том, чтобы определить, какие геофизические исследования необходимо выполнить в различных интервалах ствола скважин.

---

\* Термин «петрофизики» соответствует отечественному «промышленные геофизики».

## 1.2. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Ниже приводится перечень и поясняется назначение основных методов геофизических исследований скважин (ГИС).

### 1.2.1. Каротаж в процессе бурения (LWD)

Традиционно петрофизики использовали приборы, спускаемые в скважину на кабеле лебедкой. Однако прогресс в технологии бурения и ГИС сделал возможным сбор каротажных данных с помощью скважинных устройств, входящих в компоновку бурильной колонны. Эти устройства позволяют передавать данные на поверхность в режиме реального времени или сохранять их в памяти прибора, откуда они могут быть считаны после извлечения прибора на поверхность. Использование устройств каротажа в процессе бурения усложняет процесс бурения и увеличивает издержки. Однако их использование может быть целесообразно, когда:

- Необходимо получать информацию в режиме реального времени для оперативных целей, таких как изменение траектории долота (например, для проводки горизонтального участка ствола) в разбуриваемом пласте или определение момента достижения кровли пласта, интервала отбора керна и (или) глубины спуска обсадной колонны.
- Необходимо получить данные прежде, чем будет произведена промывка скважины или произойдет фильтрация бурового раствора в пласт.
- Необходимо сохранить данные, если существует опасность потери скважины.
- Профиль ствола таков, что спуск прибора на кабеле в скважину невозможен (например, в горизонтальных скважинах).

Данные каротажа в процессе бурения могут сохраняться в памяти скважинных приборов и извлекаться из нее лишь после подъема этих приборов на поверхность и (или) передаваться в режиме реального времени в виде импульсов давления, распространяющихся по столбу бурового раствора. При обычной работе используют оба варианта сбора данных. После извлечения прибора из скважины данные, содержащиеся в его памяти, дополняют или заменяют импульсные данные. Однако существуют факторы, которые могут ограничить возможность полноценного использования этих вариантов сбора данных. К ним относятся:

- Режим бурения. Данные могут передаваться в виде импульсов давления только тогда, когда бурильная колонна заполнена циркулирующим через нее буровым раствором.

- Продолжительность работы батареи. Скважинные приборы могут работать в режиме запоминания данных не более 40—90 часов, в зависимости от энергопотребления используемых приборов.
- Объем памяти. Объем памяти большинства приборов каротажа в процессе бурения ограничен несколькими мегабайтами. После переполнения памяти запись продолжается с затиранием собранных ранее данных. В зависимости от того, по скольким параметрам осуществляется запись, память может полностью заполниться за 20—120 часов.
- Неисправность прибора. Нередко происходят повреждения приборов, вследствие которых становится невозможной передача данных на поверхность и (или) запись их в память.

Некоторые записанные данные могут быть полезны, только если скважинный прибор во время бурения вращается, что не всегда происходит при использовании забойного двигателя для направленного бурения. В таких ситуациях петрофизик может потребовать у буровиков провести повторный сбор данных в определенных интервалах с вращением колонны (при проработке ствола). Это может также потребоваться, если высокая скорость проходки повлияла на точность приборов, осуществляющих запись статистических данных (например, плотностных или нейтронных зондов), или на интервал записи данных для приборов, срабатывающих через фиксированные промежутки времени.

Другой важный момент, который необходимо учитывать при работе с приборами для каротажа в процессе бурения, — насколько близко к долоту могут они располагаться в бурильной колонне. Очевидно, что, с точки зрения петрофизика, чем ближе они находятся к долоту, тем лучше. Однако размещение приборов в бурильной колонне влияет на управление траекторией долота и достижение высокой скорости проходки, и поэтому возможности размещения зондов ограничены. При каротаже в процессе бурения, как правило, могут быть получены следующие данные:

- Гамма-каротаж (ГК): определение уровня естественного гамма-излучения пород.
- Плотностной каротаж: облучение горных пород от гамма-источника и регистрация детектором плотности потока комптоновского рассеяния гамма-излучения на электронах элементов, входящих в состав этих пород. Результаты этих измерений используются для определения плотности пород. При этих исследованиях может также регистрироваться фотоэлектрический эффект.
- Нейтронный каротаж: облучение породы потоком быстрых нейтронов и регистрация гамма-излучения, испускаемого вследствие захвата породой тепловых и надтепловых нейтронов. Измеряемый в результате

водородный индекс пород используется для определения пористости пород.

- Акустический каротаж: определение времени пробега в породе акустической волны.
- Индукционный каротаж: возбуждение в породе переменного электромагнитного поля, измерение ЭДС, индуцированной вызванными им вихревыми токами, и определение удельного сопротивления породы на различных радиусах исследования.

Некоторые подрядчики проводят гамма-, плотностной и нейтронный каротаж в процессе бурения по отдельности, в различных квадрантах сечения ствола, и представляют результаты в виде кривых, отличающихся направлением оси (влево, вправо, вверх, вниз). Эти данные могут оказаться чрезвычайно полезными при проводке горизонтальных скважин, где очень важно определить степень близости границ соседнего пласта, прежде чем они фактически будут пересечены. Данные по удельному сопротивлению пласта могут быть также представлены в виде «фотографии» удельного сопротивления по всей окружности ствола скважины, по которой можно определить угол падения пласта, а также его трещиноватость/кавернозность.

Другие методы каротажа в процессе бурения, которые разрабатываются в настоящее время, используют ядерный магнитный резонанс (ЯМР), пластовое давление и поперечные акустические волны.

### 1.2.2. Кабельный каротаж необсаженной скважины

По завершении бурения участка скважины инструмент извлекается на поверхность, и в этот момент, пока скважина не закреплена обсадными трубами или не законсервирована, появляется возможность каротажа необсаженной скважины с помощью зонда, спускаемого на каротажном кабеле или на бурильной колонне. Для этого используются кабельные модификации описанных выше каротажных зондов для измерений в процессе бурения, а также следующие дополнительные средства каротажа:

- Интегральный гамма-зонд. Этот прибор измеряет уровень естественной радиоактивности пласта. Он особенно полезен, когда необходимо отличить песчаные и глинистые породы в терригенном разрезе.
- Гамма-спектрометр. Этот прибор работает по тому же принципу, что и прибор для измерения уровня естественной радиоактивности. При этом он разделяет регистрируемые гамма-кванты на три энергетические группы, позволяющие определить относительный вклад в излучение от (1) урана, (2) калия и (3) тория. Как описано далее в настоящей

книге, эти данные можно использовать для определения содержания в пласте определенных минералов.

- Зонд для измерения потенциала самопроизвольной поляризации (ПС). Этот прибор измеряет разность потенциалов, возникающую естественным путем, когда фильтрат бурового раствора определенной минерализации проникает в пласт, содержащий воду другой минерализации. Он может использоваться для оценки глубины проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и в некоторых случаях — для оценки минерализации пластовой воды.
- Каверномер. Этот прибор измеряет геометрию скважины с помощью двух или четырех мерных рычагов. Он измеряет диаметр либо по большой оси, либо по большой и малой осям.
- Плотностной зонд. Кабельная версия этого прибора обычно комплектуется более мощным источником, чем его аналог для измерений в процессе бурения. Кроме того, кабельный плотностной зонд может записывать кривую фотоэффекта, полезную при работе в отложениях сложного литологического состава.
- Нейтронный зонд. На сегодняшний день наиболее распространены приборы, содержащие детекторы тепловых нейтронов. Однако приборы нового поколения зачастую содержат детекторы надтепловых нейтронов (дающие то преимущество, что показания зонда в меньшей степени зависят от минерализации пластовой воды). В них чаще используются нейтронные генераторы минитронного типа, чем химические источники.
- Прибор для измерения полного сейсмоакустического сигнала. В дополнение к обычно измеряемой скорости продольной волны ( $V_p$ ) пласта современные устройства могут измерять скорость поперечной волны, скорость волн Стоунли и различные другие звуковые волны внутри ствола скважины, на его стенках и в пласте.
- Приборы для измерения удельного сопротивления. Эти приборы подразделяются на две основные категории: электрического и индукционного каротажа. Приборы электрического каротажа содержат питающие электроды, на которые подается ток низкой частоты (поэтому они применяются в скважинах, заполненных буровым раствором на водной основе), и измерительные электроды, включенные на вход измерителя разности потенциалов. Приборы индукционного каротажа содержат первичные катушки для наведения внутри пласта вихревых токов и набор вторичных катушек для измерения магнитных полей, возникающих под действием этих токов. Поскольку они работают на высоких частотах, их можно использовать в скважинах с буровым раствором на нефтяной основе. Приборы сконструированы таким образом, чтобы можно было варьировать радиус исследования пласта. Чем

меньше радиус исследования, тем выше вертикальная разрешающая способность этих приборов.

- Приборы для измерения микросопротивления пласта. Эти приборы предназначены для измерения сопротивления пласта в зоне проникновения фильтрата бурового раствора вблизи стенки ствола скважины. Они функционируют на токе низкой частоты, поэтому не подходят для работы с буровыми растворами на нефтяной основе. Предназначены для оценки насыщения зоны проникновения и для выявления тонкого переслаивания пород, которую приборы с большим радиусом исследования не фиксируют ввиду недостаточной разрешающей способности.
- Скважинные сканеры. Эти приборы работают либо на акустическом принципе, либо на принципе электрического сопротивления и предназначены для построения изображения стенки ствола скважины, которое может использоваться для определения угла падения пласта, а также его трещиноватости/кавернозности.
- Устройства для измерения пластового давления и отбора проб. В отличие от вышеперечисленных устройств, проводящих измерения по всему заданному интервалу, опробователи предназначены для измерения пластового давления и (или) отбора проб в отдельных точках исследуемого разреза. Находясь в режиме отбора проб, такое устройство вдавливает щуп-пробник сквозь глинистую корку в стенку пласта. Анализируя флюиды и давления по мере наполнения приемных камер такого устройства, можно определить истинное пластовое давление (независимо от давления бурового раствора). Если требуется только измерение давления, используются камеры малого размера и пробы не отбираются. Для отбора проб флюидов из пласта используются большие камеры (обычно  $2\frac{3}{4}$  и 6 галл), которые герметизируются для проведения анализа отобранных проб на поверхности. Для испытания отдельных интервалов пласта в некоторых приборах используется пакерная компоновка и имеются различные дополнительные модули для измерения параметров флюида, отбираемого из скважины.
- Стреляющий боковой грунтонос. Это прибор взрывного типа, стреляющий в стенку ствола скважины снарядом для отбора образцов горных пород (бойком с полым наконечником), извлекаемым с помощью тросика, связывающего боек с корпусом грунтоноса. Этот прибор рассчитан на 52 выстрела, и он, как правило, используется с целью отбора образцов для лабораторного анализа.
- Сверлящий боковой грунтонос. Это современная версия устройства для бокового колонкового бурения. Вместо стреляющего устройства используется механизм для высверливания образца из стенки ствола

скважины, что способствует сохранению структуры породы для последующих лабораторных анализов.

- Прибор ядерного магнитного каротажа (ЯМР). Эти приборы измеряют время релаксации водорода в пласте ( $T_1$  и  $T_2$ ). Их принцип действия и область применения описаны в главе 5.
- Прибор вертикального сейсмического профилирования (ВСП). Этот прибор генерирует на поверхности сейсмические сигналы и с помощью гидрофона или закрепленного трехмерного сейсмографа регистрирует приходящие акустические сигналы на определенных глубинах в скважине. Полученные данные могут использоваться для построения с высоким разрешением картины локального сейсмического образа пласта в районе скважины. Если регистрируются только первые вступления, этот вид исследования, как правило, носит название **сейсмокаротажа**. Методы ВСП и сейсмокаротажа пригодны также и для обсаженных скважин.

### 1.2.3. Кабельный каротаж обсаженной скважины

Когда скважина обсажена, закончена и готова к эксплуатации, в целях мониторинга могут быть использованы определенные дополнительные типы каротажных зондов. К этим зондам относятся:

- Прибор для каротажа по тепловым нейтронам (thermal decay tool, TDT). Этот нейтронный прибор работает по тому же принципу, что и нейтронный зонд, определяющий пористость, то есть измеряет уровень гамма-излучения, возникающего при захвате пластом тепловых нейтронов. Однако вместо измерения водородного индекса ( $H_I$ ) такие приборы специально предназначены для измерения сечения захвата нейтронов, которое, главным образом, зависит от количества присутствующего в минерализованной пластовой воде хлора. Поэтому если минерализация пластовой воды точно известна, то наряду с пористостью может быть определена и величина водонасыщенности породы ( $S_w$ ). Прибор особенно полезен в режиме периодического наблюдения за изменением насыщения, поскольку многие неизвестные, определяемые свойствами ствола скважины и пласта, могут быть при этом исключены.
- Прибор для гамма-спектроскопического каротажа (gamma ray spectroscopy tool, GST). Данный прибор работает по тому же самому принципу, что и плотностной зонд, с той лишь разницей, что посредством измерения вкладов различных энергетических групп регистрируемого детекторами гамма-излучения можно определить относительное содержание в пласте различных химических элементов. В частности, на

основании измеренного относительного содержания углерода и кислорода (независимых от минерализации) можно получить величину  $S_w$ .

- Расходомер. Этот прибор, использующий в своей работе вертушку, не измеряет никаких свойств пласта, однако он способен определять долю потока флюидов, поступающую из различных интервалов пласта.
- Цементомер. Этот прибор используется для оценки качества сцепления цемента с обсадной колонной и пластом. Он также может работать в круговом режиме, когда изображение, по которому можно судить о качестве сцепления цемента, получают по всей окружности ствола скважины. Качество цементирования колонны может оказывать влияние на показания других приборов каротажа, таких как TDT или GST.
- Локатор муфтовых соединений обсадных труб (casing collar locator, CCL). Это устройство используется для определения положения соединительных муфт обсадной колонны и перфорированных интервалов в скважине. Результаты исследования представляются в виде линии, на которой в местах изменения толщины стали регистрируются «пики».

#### 1.2.4. Каротаж со спуском приборов на трубах

В случаях, когда отклонение забоя скважины от вертикали или угол искривления ствола скважины таковы, что традиционный спуск каротажных приборов на кабеле невозможен, их обычно спускают на бурильной колонне. В сущности, этот метод не отличается от традиционного каротажа. Однако ряд важных особенностей здесь все же имеется. Поскольку каротажные приборы необходимо обеспечивать электропитанием, после спуска их на требуемую глубину производят спуск в скважину и проталкивание закачиваемой жидкостью специального соединительного устройства (называемого мокрым контактом (wet-connect)) для соединения кабеля с приборами. В бурильную колонну устанавливается устройство бокового ввода (side-entry sub, SES) для пропуска кабеля из внутреннего пространства колонны в скважину. После этого компоновка опускается до самой глубокой отметки, откуда начинается каротаж. Пока скважинный прибор находится на поверхности, устройство бокового ввода не устанавливают. Это позволяет сэкономить время при спуске (к тому же, обеспечив возможность вращения бурильной колонны) и предотвратить выход кабеля в затрубное пространство ниже башмака последней обсадной колонны. Если необсаженная часть скважины длиннее, чем обсаженная, каротаж потребуется проводить, по меньшей мере, в два этапа, в связи с необходимостью демонтажа и переустановки устройства бокового ввода в колонну. С учетом затрат времени на эксплуатацию буровой установки, каротаж со спуском приборов на трубах дорог и, как

правило, используется только там, где невозможно получить данные методами LWD.

Большинство подрядчиков сегодня предлагают свои способы перехода к использованию приборов на трубах, если такой прибор, спущенный в скважину на традиционном кабеле, оказался прихвачен. Обычно эти операции называют каротажем в процессе ловильных работ (logging while fishing, LWF).

### 1.3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ КОНТРАКТОВ НА ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Обычно нефтяная компания заключает контракты на проведение геофизических исследований скважин с одним или несколькими подрядчиками, занимающимися предоставлением каротажных услуг. Обычно среди различных компаний, способных предоставить подобные услуги, проводится нечто вроде конкурса, позволяющего обеспечить альтернативность выбора. В стандартные контракты на проведение каротажа включаются такие элементы, как:

- Плата за глубину. При этом учитывается максимальная глубина, до которой будет спущен конкретный прибор при каротаже скважины.
- Плата за исследование. Относится к интервалу скважины, фактически исследованному прибором.
- Плата за измерения в точке. Для таких приборов, как устройства для отбора проб флюида с целью определения пластового давления и устройства для отбора образцов породы, эта плата взимается за измерения в определенной точке. Обычно в контракте оговариваются случаи, когда такая плата может быть снижена (например, если не удастся получить никаких полезных данных).
- Арендная плата за приборы. Обычно это посutoчная плата за приборы, находящиеся на буровой в резерве до начала каротажных работ или во время их проведения.
- Арендная плата за каротажную станцию. Обычно это ежемесячная плата за каротажную станцию (лебедка, инструментальное помещение, компьютеры).
- Базовая арендная плата. Она может включать в себя ежемесячную плату за возможность располагать необходимой для клиента совокупностью приборов и устройств. Для приборов LWD она может включать в себя расходы за аренду приборов, плату за глубину и за исследование.
- Оплата работы специалистов. Обычно это суточная ставка для каждого инженера, специалиста или другого сотрудника, участникующего в данных каротажных работах.

- Плата за фактическое время нахождения приборов в скважине. Некоторые контракты по LWD предусматривают почасовую оплату фактического нахождения приборов в скважине.
- Компенсация потерь в скважине. Назначение компенсации — замена приборов, утерянных в скважине в ходе проведения работ. Некоторые подрядчики страхуются на фиксированную для данной работы сумму с целью защиты от издережек, связанных с потерями в скважинах.
- Расходы на сращивание кабелей. Когда приборы прихватывает в скважине, бывает необходимо разрезать кабель, что влечет за собой расходы на сращивание кабелей.
- Расходы на обработку данных. В случаях, когда данные требуют последующей обработки (например, интерпретация данных визуализации или акустических диаграмм), расходы обычно оцениваются аналогично тому, как это делается в случае платы за каротаж.
- Расходы на работу с данными. Изготовление дополнительных копий данных в печатном виде и (или) на магнитной ленте, а также хранение данных могут повлечь за собой дополнительные расходы.
- Расходы на передачу данных в режиме реального времени. Обычно нефтяная компания может выбрать способ получения данных каротажа либо путем прямой их передачи со скважины в офис компании, либо в виде цифрового журнала в стандарте ASCII или двоичном формате, либо в виде отпечатанных изображений.

Большинство подрядчиков предлагают нефтяной компании скидку на суммарные месячные затраты исходя из полного объема услуг, оказанных в течение конкретного месяца. Некоторые нефтяные компании практикуют системы стимулирования, в соответствии с которыми на подрядчика накладывается штраф за время, потерянное из-за неполадок оборудования. Предусмотрена также и система бонусов, в частности, за обеспечение высокого уровня безопасности работ.

Если подрядчик предлагает использовать оборудование, не предусмотренное контрактом, то, как правило, проводятся дополнительные переговоры о введении специальной цены на этот вид обслуживания. Нефтяная компания учитывает, что, если в ходе использования нового прибора подрядчик осуществляет его тестирование, он получает от этого определенную выгоду. Поэтому она может предлагать первое время проводить с помощью этого прибора неоплачиваемые исследования. Аргументацией же подрядчика для нефтяной компании обычно является то, что она пользуется технологическими преимуществами, которыми обладает новый прибор по сравнению с альтернативными приборами предыдущего поколения. Чаще всего подрядчик и нефтяная компания находят компромисс, в соответствии с которым прибор эксплуатируется по определенной схеме льготного ценообразования (возможно, по цене,

эквивалентной цене заменяемого прибора) в течение нескольких первых циклов, пока его преимущества не станут очевидными. Обычно подрядчик просит разрешения использовать получаемые данные для последующего продвижения на рынке услуг с применением данного прибора при условии соблюдения конфиденциальности в отношении этих данных.

Также большинство нефтяных компаний указывают либо в самом контракте, либо в отдельном документе, каким образом данные должны доставляться в офисы компании и какие процедуры контроля качества должны выполняться во время каротажа. Эти договоренности охватывают:

- Процедуры калибровки прибора до и после исследования.
- Интервалы отбора проб.
- Участки диаграммы, которые должны быть записаны повторно.
- Элементы данных и формат, которые должны быть отражены в заголовке каротажной диаграммы.
- Процедуры нумерации и стыковки различных циклов исследования.
- Масштабы для представления каротажных диаграмм.
- Формат цифровых данных и типы носителей.
- Требования к документации по графику каротажных работ, персоналу, серийным номерам используемых приборов, инвентаризации взрывчатых веществ и радиоактивных источников.
- Особые процедуры техники безопасности.
- Резервные приборы.
- Ловильное оборудование.

Вообще говоря, чем больше нефтяная компания выдвигает требований, тем лучше. Наличие строгой системы контроля каротажных работ и представления результатов гарантирует отсутствие проблем при проведении исследований и приводит к получению высококачественных данных, согласованных с данными, полученными на предыдущих циклах измерений.

#### 1.4. ПОДГОТОВКА ПРОГРАММЫ ГИС

На стадии проектирования разработки месторождения должен быть подготовлен общий план проведения каротажных работ. В зависимости от особенностей предлагаемой скважины должен быть сделан выбор между LWD или кабельным каротажом и приняты решения относительно типов используемых приборов.

Вообще говоря, на ранней стадии жизни месторождения, особенно на стадии разведки, каротажные данные имеют очень высокую ценность, поскольку они будут использоваться для подсчета запасов и повлияют на

всю стратегию разработки. Более того, недостаток качественных данных может обойтись чрезвычайно дорого, особенно при разработке морских месторождений, в частности, если инфраструктура будет спроектирована таким образом, что она окажется либо слишком велика, либо слишком мала для данного месторождения.

Ближе к окончанию срока эксплуатации месторождения ценность каротажных данных существенно снижается, поскольку уточнение геологического строения структуры практически прекращается. Однако даже на таких месторождениях могут еще выявляться новые залежи. Вследствие этого может потребоваться пересмотр существующих представлений, например, о положении уровня свободной воды и сбор новых данных.

В проектной документации по разработке месторождения должна быть сформулирована широкая стратегия сбора данных, учитывающая существующие неопределенности в оценке начальных запасов и возможности корректировки дальнейшей разработки месторождения. Очевидно, важна та дискуссия, которая идет между петрофизиками и геологами о необходимости бурения скважин с отбором керна и последующего его анализа.

Детальные требования к геофизическим исследованиям для каждой конкретной скважины включаются в проект скважины, который должен затем согласовываться между партнерами и с соответствующими государственными надзорными органами. В этих проектах, как правило, не указываются конкретные приборы, которые планируется использовать, однако называются общие типы приборов для исследования отдельных участков ствола скважины. Детали программы зависят от насыщающих пластов углеводородов, о которых можно судить по проявлениям в процессе бурения. В проекте скважины типичная программа ГИС может выглядеть следующим образом:

### **Разведочная скважина**

*Участок ствола скважины диаметром 17½"*

ГК/сопротивление/акустика (ГК до поверхности)

Если появились признаки углеводородов, включить ГК/плотностной/нейтронный методы и, возможно, измерение давления/отбор проб флюида

*Участок ствола скважины диаметром 12¼"*

LWD ГК/сопротивление

Кабельный ГК/сопротивление/плотностной/нейтронный

Если произошло проявление углеводороды, возможно измерение давления/отбор проб флюида

*Участок ствола скважины диаметром 8½"*

LWD ГК/сопротивление

ГК/сопротивление/плотностной/нейтронный

ГК/дипольная акустика/пластовый сканер

Измерение давления/отбор проб флюида (отбор проб проводится при появлении признаков нефти)

ВСП

Боковой грунтонос

### **Эксплуатационная скважина**

*Участок ствола скважины диаметром 17½"*

Каротаж не требуется.

*Участок ствола скважины диаметром 12½"*

Измерения в процессе бурения (measurement while drilling, MWD)/ГК

ГК/сопротивление/акустика (ГК до поверхности)

Если появились признаки углеводородов, включить ГК/плотностной/нейтронный и опционально — измерение давления/отбор проб флюида.

*Участок ствола скважины диаметром 8½"*

ГК/сопротивление/плотностной/нейтронный

Дипольная акустика/скважинный сканер

Измерение давления/отбор проб флюида (при появлении признаков нефти)

ВСП

Боковой грунтонос

Отметим, что обычно не требуется указывать на необходимость проведения ПС, поскольку эта услуга предоставляется всегда и бесплатно, и зонд будет включен в первую компоновку по умолчанию. Подобным же образом в компоновку стандартно помещаются термометры, а максимальная зарегистрированная температура отмечается в заголовке каротажной диаграммы. До начала ГИС на каждом из участков документацию обычно направляют на буровую со следующими, более подробными инструкциями:

- Мнемоника приборов, которые будут использоваться для каротажа (в зависимости от подрядчика).
- Интервалы каротажа, выходящего за рамки общей программы ГИС необсаженной части скважины.
- Сочетание приборов в компоновках.
- Требования к передаче/доставке данных.

Для традиционных видов каротажа (ГК, сопротивление, акустика, плотностной, нейтронный) такая детальность обычно не требуется, поскольку параметры устройств уже определены компанией в общих руководящих документах (см. раздел 1.3). Однако то, какой тип прибора

необходимо использовать для каротажа сопротивления, будет зависеть от свойств бурового раствора в скважине и от величины ожидаемых удельных сопротивлений. С растворами на нефтяной основе могут работать только приборы индукционного каротажа. Выбор оптимального зонда для работы с раствором на водной основе будет определяться отношением электрического удельного сопротивления фильтрата бурового раствора ( $R_{mf}$ ) к удельному сопротивлению пласта или воды ( $R_w$ ). Как следует из практического опыта, при отношении  $R_{mf}/R_w$  больше двух предпочтителен индукционный каротаж. Боковой каротаж дает более точные результаты в пластах с высоким удельным сопротивлением (более 200 Ом при комнатной температуре), а наибольшую погрешность дает при сопротивлениях ниже 1 Ом. С другой стороны, индукционный каротаж неэффективен выше уровня 200 Ом, но более точен в пластах с низким удельным сопротивлением. Скважинные сканеры, измеряющие удельное сопротивление, нельзя использовать с буровыми растворами на нефтяной основе, но они определенно предпочтительны при работе с растворами на водной основе. При использовании бурового раствора на нефтяной основе проводятся ультразвуковые исследования.

Обычно точки измерения давления, отбора проб, проведения ВСП и отбора образцов породы боковым грунтоносом выбираются в зависимости от анализа данных, полученных при первых спусках приборов. В некоторых случаях эти точки могут определяться представителем компании непосредственно на буровой, хотя обычно это делается в офисе заказчика. Поэтому для детализации необходимых исследований обычно подготавливается вторая программа.

## 1.5. ОПЕРАТИВНОЕ ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЙ

Хотя программа ГИС и предусматривает различные нештатные ситуации, зачастую возникает необходимость принимать немедленные решения в отсутствие всех заинтересованных сторон. Ниже перечислены некоторые такие случаи и соображения, которые следует учитывать при принятии решений.

### 1.5.1. Неисправность каротажного зонда

Если каротажный зонд неисправен, то стандартной процедурой в этом случае является замена его на запасной и дальнейшее продолжение каротажных работ. Вообще говоря, если в программе указано, что прибор должен пройти определенный интервал (в частности, интервал залегания продуктивного пласта), то для получения качественных данных желательно выполнить это требование, даже если для этого понадобятся

дополнительные спуски прибора. Однако могут возникнуть и такие ситуации:

- Если при каротаже в процессе бурения завершается проходка интервала исследования, а данные не имеют критической важности, то при отказе прибора намного выгоднее закончить проходку интервала, а затем повторно исследовать его при следующем спуско-подъеме. В некоторых случаях могут быть полезны данные, сохраненные в памяти прибора.
- Если прибор на кабеле начинает работать нестабильно, его повторный спуск не всегда целесообразен. Если данные по данному интервалу некритичны, в ряде случаев в них можно внести поправки при последующей обработке на поверхности.
- Если выходит из строя самый современный прибор, то на буровой может не оказаться в наличии запасного. В этом случае проблема решается либо его ремонтом, либо доставкой такого же прибора с другого объекта, либо заменой прибора на его более раннюю версию с меньшими возможностями. Наиболее часто из трех возможных вариантов выбирают последний.
- Если следствием неисправности может стать снижение уровня безопасности работ (например, аварийное срабатывание зарядов взрывчатого вещества), целесообразно приостановить выполнение работ, пока не будут установлены причины неисправности.

### 1.5.2. Прихват прибора

Довольно часто во время проведения каротажных работ приборывается временно или постоянно прихвачен в скважине. Если во время бурения появились признаки плохого состояния ствола, программу ГИС можно скорректировать. Практика показывает, что чем дольше скважина остается необсаженной, тем больше вероятность возникновения в ней проблем. Различают прихваты трех типов:

- дифференциальный прихват;
- прихват вследствие образования желобов на стенках скважины;
- заклинивание или посадка на участках со сложной геометрией.

Дифференциальный прихват происходит тогда, когда кабель или скважинный прибор вдавливается в стенку скважины и удерживается на месте силой, обусловленной разностью давлений в скважине и пласте. В такой ситуации невозможно перемещать компоновку ни вверх, ни вниз. Обычно приходится попеременно натягивать и ослаблять кабель, прилагая до 90% усилия, при котором происходит разрыв кабельного соединения (срыв кабельной муфты с верхней части компоновки). Как

ни странно, эта процедура довольно часто приводит к положительному результату, и прибор может быть освобожден уже через 30 минут таких циклических действий.

Прихват вследствие образования желобов на стенках скважины происходит тогда, когда кабель попадает в такой желоб. В подобной ситуации двигаться вверх может только кабель, но не прибор. Скважинный прибор прочно блокируется на месте на определенной глубине. К сожалению, зачастую это означает разрыв кабельного соединения, в результате которого прибор падает на дно скважины, повреждается и не подлежит восстановлению.

Заклинивание или посадка происходит тогда, когда в скважине возникают сужения, закупоривания, изломы или выступы, которые не позволяют скважинному прибору достичь требуемой глубины, хотя ничто не мешает извлечь его наружу. В данной ситуации рекомендуется поднять прибор из скважины и изменить компоновку, сделав ее либо короче, либо, в некоторых случаях, длиннее, и попытаться пройти место, где происходит заклинивание.

Когда не остается никакой возможности извлечь прибор вместе с каротажным кабелем, остается выбрать один из двух вариантов: обрезку с последующим залавливанием или обрыв кабеля в месте соединения. В первом случае кабель обрезается на поверхности. В скважину спускается бурильная колонна (со специальной ловильной головкой, или овершотом), через каждую секцию которой пропускается кабель. На определенной глубине можно установить в бурильную колонну устройство бокового ввода, и тогда при подъеме колонны картаж выполняется таким же образом, как при обычной установке на ней скважинного прибора. Если кабель оборван в месте соединения (случайно или намеренно), обрезка кабеля на поверхности становится уже бесполезной. В таком случае сразу же приступают к выполнению ловильных работ, хотя зачастую скважинный прибор падает на забой прежде чем его удается захватить овершотом.

Большинство нефтяных компаний специально указывают, что они возражают против преднамеренного обрыва кабеля в точке соединения, несмотря на то, что метод обрезки с последующим залавливанием скважинного прибора требует больших затрат времени. Это тем более оправданно при потери в скважине радиоактивных источников, когда необходимо предпринимать все возможные меры для подъема их на поверхность неповрежденными. Если произошла безвозвратная потеря радиоактивных источников в скважине, что иногда случается (особенно с приборами для LWD), следует выполнить специальные процедуры – принять меры по минимизации риска радиоактивного загрязнения, ор-

ганизовать контроль за уровнем радиоактивного излучения и уведомить государственные органы.

## 1.6. БУРЕНИЕ С ОТБОРОМ КЕРНА

### 1.6.1. Отбор керна

Бурение с отбором керна является важным средством для уточнения петрофизической модели и сбора дополнительной информации о пласте, которую невозможно получить методами каротажа. Это особенно актуально на стадии разведки месторождения.

Обычно решение, когда и где производить отбор керна, принимается совместно с геологической службой и отделом разработки с учетом затрат и ценности этих данных. Вообще говоря, считается важным хотя бы попытаться пройти с отбором керна часть основного продуктивного интервала на стадиях разведочного и оценочного бурения.

Обычно керн состоит из нескольких секций длиной 18 м и диаметром 4". При бурении керн отбирается в керноприемник. Диаметр наружной трубы керноприемника составляет 6 ¾". По окончании отбора керна керноотборник поднимают на поверхность, керн извлекают и укладывают 3-футовыми секциями в ящики для керна. На скважине производится первичное его описание, после чего керн транспортируют в лабораторию. Иногда используются специальные методы для сохранения керна и насыщающих его флюидов:

- Отбор керна большого диаметра (5").
- Использование керноотборника из стекловолокна или алюминия, благодаря чему удается сохранить внутри неповрежденный керн.
- Отбор керна в оболочку из губчатого материала (полиуретан), окружающего выбранный керн в керноотборнике, поглощающего идерживающего пластовые флюиды, насыщающие керн.
- Использование специальной полимерной оболочки, покрывающей поверхность керна и запечатывающей насыщающие его флюиды.
- Глубокое охлаждение извлеченного керна на поверхности с целью сохранения насыщающих его флюидов.
- Вырезание из керна на буровой цилиндрических образцов, которые могут быть герметично упакованы и использованы для измерения параметров пластовых флюидов.
- Добавление к буровому раствору индикаторов для оценки глубины его проникновения в керн.

Если образцы были отобраны и сохранены так, что флюиды в них могут считаться представительными для данного пласта, применяются следующие методы лабораторного исследования:

- Центрифугирование образцов с целью извлечения пластовой воды, которая может быть исследована на химический состав и электрические свойства.
- Применение метода Дина-Старка (Dean-Stark) для определения количества воды и углеводородов в образце и оценке величины  $S_w$ .

### 1.6.2. Стандартный анализ керна

Сразу после выноса керна на поверхность отбираются секции (обычно 0,5 м на каждые 10 м длины), герметизируются и сохраняются в консервированном виде. Остающийся цельный керн, как правило, очищают, распиливают вдоль оси и раскладывают таким образом, чтобы геологи и петрофизики могли оценивать его визуально и изучать по нему особенности осадочных отложений. На основе такого обследования петрофизики могут получить важную информацию:

- о степени однородности пласта и (или) изменчивости пород, определение которых может оказаться за пределами разрешающей способности каротажных приборов;
- о типе цемента и распределении пористости и проницаемости;
- о присутствии углеводородов по их запаху и проявлению в ультрафиолетовом свете; иногда таким образом может быть установлен ВНК;
- о типах присутствующих минералов;
- о наличии трещин (закементированных, естественных или образовавшихся в результате бурения) и их ориентации;
- об углах падения пласта, поскольку наклон пласта может повлиять на показания каротажных приборов.

После продольного распиливания из кернов, как правило, вырезают через равномерные интервалы цилиндрические образцы (обычно диаметром 0,5"). Затем эти образцы в течение 24 часов промывают растворителем и высушивают при температуре, обеспечивающей удаление всей влаги (включая связанную глиной воду). Далее измеряется их пористость (с помощью гелиевого порозиметра), горизонтальная проницаемость и плотность зерен. Часть образцов вырезают вдоль оси керна с целью определения вертикальной проницаемости пород.

Обычно всю колонку керна обследуют с помощью детектора гаммаизлучения или плотностного зонда для записи опорной каротажной диаграммы, которую можно использовать для корреляции с данными кабельного каротажа. Поскольку глубины, к которым привязывается керн по данным бурения, как правило, отличаются от глубин, определенным по данным каротажа, сопоставление данных керна и ГИС необходимо

проводить после определения соответствующей поправки. Исследования образцов обычно проводятся при атмосферном давлении (иногда — при небольшом избыточном боковом давлении, порядка нескольких сотен фунтов/дюйм<sup>2</sup>) и поэтому для сравнения с данными каротажа результаты исследования необходимо скорректировать с учетом пластовых условий. Соответствующие поправочные коэффициенты определяются далее в процессе специального анализа керна (special core analysis, SCAL).

### 1.6.3. Специальные анализы керна

Измерения в рамках специальных анализов керна (SCAL) обычно проводятся на отдельной коллекции вырезанных из керна образцов большего диаметра (1,5"). Они могут быть вырезаны с заданным шагом или с определенных глубин в соответствии с указаниями петрофизика, опирающегося на результаты стандартных анализов. Наиболее важным критерием здесь, очевидно, является получение широкого спектра свойств, полностью охватывающих диапазон параметров, измеряемых в условиях скважины.

Чтобы гарантировать необходимую для SCAL однородность образцов, перед проведением измерений их обычно исследуют методом компьютерной аксиальной томографии (computed axial tomography, CAT). Трудно сказать, какое количество образцов необходимо для типичной программы SCAL, поскольку оно зависит от типа коллектора, его толщины и однородности. Как правило, в программе SCAL используется от 5 до 50 образцов.

Поскольку методы исследования керна весьма разнообразны, остановимся на тех из них, которые имеют прямое отношение к петрофизическому моделированию. К ним относятся:

- **Пористость и проницаемость в условиях залегания пород в пласте.** Здесь важно точно установить давления, при которых должны быть проведены измерения. В главе 7 приводятся уравнения для расчета эквивалентной изостатической нагрузки, при которой эти измерения должны выполняться, чтобы обеспечить соответствие получаемых данных пластовым условиям. Как правило, измерения выполняются при пяти уровнях давления, которые охватывают вероятный диапазон изменения пластовых давлений по мере истощения месторождения.
- **Показатель цементации (*m*).** Измеряется сопротивление образцов, полностью насыщенных моделью пластовой воды. Обычно эти измерения проводятся в поверхностных условиях, но могут выполняться и при пластовом давлении.
- **Показатель насыщенности (*n*).** Измеряется сопротивление образцов в зависимости от их водонасыщенности при вытеснении воды воздухом или керосином в качестве непропорционального флюида. Обычно эти измерения проводятся в поверхностных условиях.

- **Капиллярное давление ( $P_c$ ).** Насыщенность образца породы несмачивающим флюидом (будь то воздух, ртуть или керосин) измеряется как функция от приложенного капиллярного давления ( $P_c$ ). В процессе вытеснения минерализованная вода постепенно замещается этим флюидом. Затем в процессе пропитки, следующим за вытеснением, минерализованная вода снова поступает в образец, вытесняя часть несмачивающего флюида.

Эти измерения можно проводить несколькими методами. При традиционном подходе величины  $m$ ,  $n$  и  $P_c$  измеряются с помощью метода полупроницаемой мембранны с воздухом в качестве несмачивающей фазы. Поскольку уровень давления при таком измерении ограничен 100 фунт/дюйм<sup>2</sup>, дополнительные измерения  $P_c$  проводятся методом ртутной пирометрии под давлением до 60 000 фунт/дюйм<sup>2</sup>. При этом одновременно измеряется и распределение пор образца по размерам.

Однако многие нефтяные компании уже не поддерживают такие методы измерения по следующим причинам:

1. Измерения с использованием ртути предусматривают разрушение образцов и представляют потенциальную опасность для окружающей среды и здоровья людей.
2. Измерения с использованием воздуха и ртути не моделируют существенные особенности условий пласта и могут привести к неправильным выводам.
3. Измерения методом полупроницаемой мембранны требуют много времени и заключаются в многократных манипуляциях с образцами, связанных с измерением насыщения путем взвешивания на весах. Если происходит потеря зерен породы, результаты теряют точность, и электрические измерения становятся зависимыми от действий оператора.

Для проведения подобных измерений наиболее предпочтительным является применение следующего метода:

- Измерения параметров  $m$  и  $n$  должны выполняться в режиме непрерывного вытеснения воды из образца керосином. В условиях неустановившегося режима этот метод дает надежные результаты. При данной процедуре образец устанавливается вертикально, насыщается минерализованной водой, после чего в него осуществляется закачка керосина и производится непрерывный мониторинг его сопротивления и степени насыщения.
- Капиллярное давление  $P_c$  должно измеряться с помощью центрифуги, рассчитанной на диапазон давления до 200 фунт/дюйм<sup>2</sup>. Образец предварительно насыщается минерализованной водой, после чего

измеряется количество флюида, удаляемого при различных частотах вращения центрифуги, эквивалентных различным уровням давления. Преимущество метода состоит в том, что во время эксперимента с образцом не производится никаких манипуляций.

#### 1.6.4. Ограничения исследований, основанных на отборе керна

Среди петрофизиков существует тенденция воспринимать результаты измерений, получаемые на керне, как истину в последней инстанции и не сомневаться в результатах оценки параметров пласта на основе петрофизической модели. Однако данные керна не всегда можно считать достоверными:

- Керн представляет собой фрагмент породы, который обычно характеризует лишь часть пласта на отдельном участке месторождения. При этом не существует априорной причины, почему он должен быть представительным для пласта в целом. В частности, керн, вырезанный в водонасыщенной части пласта, где могут протекать диагенетические процессы, является непредставительным для нефте- или газосодержащей его части.
- Отбор и извлечение керна на поверхность подвергают породу воздействию механического давления и температуры, которые могут существенно изменить ее структуру.
- В процессе вырезки, чистки и сушки цилиндрические образцы керна могут изменить смачиваемость, что делает их нерепрезентативными относительно скважинных условий.
- Несоответствующими пластовым условиям могут оказаться и измерения сопротивления образцов при комнатной температуре с воздухом в качестве несмачивающего флюида. Не говоря уже о том, что минерализованная вода имеет иное удельное сопротивление в условиях пласта, могут существовать и другие факторы, влияющие на распределение этой воды и несмачивающей фазы в поровом пространстве пород и соответственно на их сопротивление. Данные экспериментов по измерению параметров  $m$  и  $n$  в условиях, моделирующих пластовые, отличаются от данных, полученных в лабораторных условиях.
- Когда измерения проводятся на выборке, скажем, из 10 образцов для SCAL, то, как правило, параметры  $m$ ,  $n$  и  $P_c$  для всех 10 образцов различаются. Чтобы получить достоверную информацию о свойствах пласта, эти данные необходимо усреднить. Однако если провести исследования на 10 других образцах и усреднить полученные данные, то результат может существенно отличаться от предыдущего. Это ставит под сомнение пригодность любого усредненного значения, полученно-

го на основе выборки из 10 образцов, для характеристики свойств тысяч акро-футов (млн м<sup>3</sup>) пласта.

В целом, на мой взгляд, все же лучше использовать данные исследований керна, чем вообще не использовать ничего. На основании этих исследований может быть получено довольно много полезной информации о пласте. Тем не менее не следует считать абсолютно надежными средние величины, полученные на основе анализа керна. Порой ими лучше пренебречь в пользу здравого смысла, подкрепленного другими источниками информации.

## 1.7. АНАЛИЗ БУРОВОГО РАСТВОРА В ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ (ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ)

В процессе бурения скважины на буровой обычно находится группа по контролю бурового раствора. Эта группа выполняет две основные задачи:

1. Контроль параметров бурения, выход газа/жидкостей/мехпримесей из скважины для оказания помощи отделу бурения в обеспечении безопасности и оптимизации процесса бурения.
2. Обеспечение отдела разработки информацией, которая может быть использована для оценки перспективных интервалов разреза.

Группа по контролю бурового раствора осуществляет ежедневную запись результатов исследований бурового раствора, передаваемую в тот же день в офис нефтяной компании. В нее включаются следующие пункты:

- Показания по газу, измеренные с помощью газоанализатора/хроматографа.
- Проверка на отсутствие ядовитых газов (H<sub>2</sub>S, SO<sub>2</sub>).
- Отчет о буровом шламе, извлеченном из вибрационных сит, с полным литологическим описанием и оценкой относительного содержания пород.
- Скорость проходки.
- Признаки наличия углеводородов.

Запись результатов исследований бурового раствора может быть исключительно полезна и петрофизику, и геологу для принятия оперативных решений и оценки перспективности интервалов разреза. Эти записи включают также следующую важную информацию:

- Определение по шламу литологии разбуриваемого разреза.
- Выявление пористых (проницаемых) зон.

- Подбор глубин для отбора керна, крепления скважины или окончания бурения.
- Подтверждение наличия углеводородов и определение их типа (нефть или газ).

### 1.7.1. Описание бурового шлама

Группа по контролю бурового раствора обычно использует образцы шлама, оседающего на вибрационных ситах через определенные интервалы времени, рассчитанные таким образом, чтобы обеспечить соответствие регулярному изменению глубины пласта (например, каждые 5 м). Часть шлама помещают в герметичные полиэтиленовые пакеты (влажные образцы) и отправляют на хранение. Другая часть — промывается, высушивается и также отправляется на хранение (сухие образцы). Промытые образцы исследуются под микроскопом и на основании этого исследования составляется соответствующее описание, которое может быть передано в управление.

Чтобы информация, предоставляемая с буровой, имела определенную ценность, необходимо, чтобы она оформлялась в соответствии с жесткими стандартами, о которых должны заранее договориться представители буровой и управления. Эти стандарты обычно меняются в зависимости от требований заказчика. Основные пункты, которые должны включаться в отчет:

#### 1. Свойства зерен.

- Структура (глинистая/многокомпонентная).
- Тип (пеллетоид/микропеллетоид).
- Цвет.
- Сферичность зерен.
- Отсортированность частиц.
- Твердость.
- Размер.
- Следы других минералов (например, пирит, кальцит, доломит, siderит).
- Типы частиц карбонатов.
- Частицы фауны (окаменелости, фораминиферы).
- Нескелетные частицы (литокласты, агрегаты, округлые частицы).
- Покрытие частиц минеральной коркой.

#### 2. Пористость и проницаемость.

- Тип пористости (межзерновая, трещинная, каверновая).
- Проницаемость (качественно: плотный/слабопроницаемый/высокопроницаемый тип).

#### 3. Обнаружение углеводородов.

Углеводороды могут быть обнаружены одним из следующих методов:

### **Естественная флюoresценция**

Изучение шлама в ультрафиолетовом свете может указывать на присутствие нефти, поскольку она способна флюoresцировать. Однако флюoresценция сама по себе не доказывает наличия подвижной нефти ввиду возможного присутствия других источников флюoresценции: флюoresцентных минералов, бурового раствора или других смазочных материалов на нефтяной основе; таких источников углерода, как высоковязкая нефть или битум; гильсонитового цемента.

При правильной процедуре порция слегка промытого непросушенного бурового шлама должна помещаться на лоток и рассматриваться при ультрафиолетовом освещении (другие источники света при этом должны быть удалены). Флюoresцирующие частицы извлекаются и помещаются в лунку фарфоровой пластины для их детального анализа.

### **Обработка растворителем**

Для подготовки экстракта с помощью растворителя высушенный образец породы длиной около 3 см измельчается и помещается в пробирку, в которую затем заливается растворитель. Оптимальный уровень растворителя находится примерно на 1 см выше материала образца. Пробирку встряхивают в течение нескольких минут, после чего дают отстояться. Окраска растворителя изменяется. Обычно в качестве растворителей используются хлористый винил, эфир и хлороформ. Поскольку эти растворители токсичны и опасны, при обращении с ними следует соблюдать осторожность. Тяжелые нефти обычно образуют более сильный экстракт, чем легкие. Соответственно, асфальтены образуют более сильный экстракт, чем парафины. Конденсат образует очень легкий экстракт. После того как растворитель улетучится, по окружности пробирки можно наблюдать остаточный масляный ободок.

Далее пробирки с экстрактом вместе с образцом чистого растворителя (для учета возможного загрязнения экстракта) помещают под источник ультрафиолетового света и наблюдают за тем, будет ли при этом происходить флюoresценция полученной вытяжки.

### **Ацетоновый тест**

Промытый, просушенный и измельченный образец бурового шлама помещают в пробирку с ацетоном. После встряхивания пробирки ацетон отфильтровывается в другую пробирку, куда затем добавляется еще такое же количество воды. Поскольку ацетон растворим в воде, а углеводороды нет, жидкость приобретает молочно-белую окраску. Этот тест

особенно полезен, когда в образце находятся светлые нефтепродукты или конденсат, а другие источники углерода отсутствуют.

## Наличие видимых пятен

При плохой проницаемости породы и (или) высокой вязкости нефти ее пятна на поверхности шлама доступны наблюдению под микроскопом.

## Запах

Иногда в процессе промывки и просушки можно различить характерный запах нефти.

## Анализ показаний газового датчика

Во время работы газоанализатора воздух, захваченный в том месте, где буровой раствор достигает поверхности (переходной ниппель), передается к нити накала датчика. Возле нити газ воспламеняется, повышая ее температуру и снижая электрическое сопротивление. При высоком напряжении горят все горючие газы, а при пониженных температурах горят лишь наиболее легкие из них. Оценка относительных долей различных компонентов может быть произведена на основе регистрации электрического сопротивления при различных напряжениях на нити.

Для более глубокой дифференциации различных углеводородных компонентов также используется газовый хроматограф. Для обнаружения ядовитых газов, таких как  $H_2S$ , на полу буровой площадки могут использоваться трубки Дрегера (Drager).

## 1.8. ПРОБЛЕМЫ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН И ДОБЫЧИ

По завершении каротажа должно быть принято решение о том, следует ли спускать обсадную колонну. Если результаты обследования скважины оказались не такими, как ожидалось, может потребоваться немедленное принятие решения, проводить ли бурение бокового ствола или ликвидировать скважину. Поэтому особенно важной является возможность осуществления быстрой, но точной интерпретации данных ГИС, причем не обязательно с помощью компьютера.

Если принимается решение испытывать или заканчивать скважину, то на петрофизика ложится задача выбора интервалов перфорации. Здесь следует помнить, что при выборе интервалов на основании каротажной диаграммы важно точно указать, какая из диаграмм конкретно используется для привязки по глубине скважины. Поскольку глубины на полевых диаграммах иногда увязываются с глубинами из предыдущих серий измерений, то на момент, когда будут формироваться окончательные

диаграммы, может возникнуть путаница. Наиболее оптимальным шагом в данной ситуации является приложение копии базовой каротажной диаграммы с отмеченными на ней предлагаемыми интервалами перфорации к программе, передаваемой на буровую.

Ниже описана корректная процедура, позволяющая убедиться в том, что перфорация скважины произведена на заданной глубине.

1. Сначала необходимо связать измеренные в скважине с помощью CCL глубины расположения муфт обсадной колонны с опорной диаграммой гамма-каротажа необсаженной скважины. С этой целью в скважине производят измерения приборами ГК и локатором муфт (CCL) и сравнивают полученную диаграмму ГК с опорной диаграммой ГК необсаженной скважины.
2. Диаграммы гамма-каротажа увязываются между собой и производится привязка муфт обсадной колонны к опорной диаграмме ГК.
3. Во время работы скважинные перфораторы комбинируются только с локатором муфт. При первом спуске в скважину диаграммы CCL на перфораторах не согласуются с уточненными данными привязанных друг к другу измерений ГК/CCL из-за разброса длин трубных соединений.
4. Данные CCL, полученные при спуске перфораторов, накладываются на имеющиеся данные ГК/CCL и выполняется окончательная корректировка глубин. В конечном результате диаграммы CCL, записанные при спуске скважинных перфораторов, соответствуют связанной диаграмме ГК/CCL (которая, в свою очередь, привязана к опорной диаграмме ГК необсаженной скважины). Очевидно, что если бы все трубные соединения имели одинаковую длину, то в случае несоответствия расположения трубной компоновки по отношению к определенным глубинам можно было бы осуществить корректировку по длине одного трубного соединения. Этую проблему можно решить путем установки при закончивании скважины радиоактивного маячка, обеспечивающего безусловную привязку диаграммы CCL перфоратора к диаграмме ГК/CCL.
5. После того как перфоратор сработал, на поверхности могут появиться свидетельства этого факта, например, в виде натяжения кабеля. Через несколько минут они также могут быть дополнены ростом давления на устье.

Предварительно следует внимательно рассмотреть такие факторы, как подбор соответствующих перфораторов, расходы, синхронизация операций, состояние скважины (тип флюида и перепад давления). Обычно подрядчик способен предложить надлежащие решения по этим воп-

росам и его следует привлекать ко всем совещаниям, где рассматриваются процедуры перфорирования.

Если это возможно, лучше всего перфорировать скважины на депрессии. Это значит, что давление в стволе скважины должно быть меньше пластового, что обеспечивает фонтанирование скважины сразу после перфорации. Кроме того это позволяет избежать риска загрязнения интервала перфорации технологическими жидкостями или мехпримесями.

Я неоднократно сталкивался со случаями, когда петрофизик намечал для перфорации множество коротких интервалов, находящихся друг от друга на расстоянии около одного фута. Поскольку точность определения глубин никогда не бывает безупречной, иногда имеет смысл перфорировать непрерывный интервал, который включает и прослои, не являющиеся коллектором. Всегда предостерегают от перфорации глин, так как это может привести к выносу в скважину дисперсных частиц. Могу только сказать, что никогда не слышал, чтобы это имело место на практике. Вообще я считаю целесообразным перфорировать весь потенциально продуктивный интервал (на безопасном расстоянии от водонасыщенных пластов). Если посмотреть на экономику скважины, то можно увидеть, что дополнительные 10 брл/сут в течение всей жизни скважины дадут значительно больший выигрыш по сравнению с затратами на перфорирование лишних 10 м. Иногда выбор слишком короткого интервала перфорации может привести к тому, что скважина никогда не сможет фонтанировать, хотя в обратном случае она могла бы быть вполне экономически эффективной. Это зачастую может происходить в истощенных пластах, где скважина не добывает столько нефти, сколько предполагалось исходя из расчетов. Она либо быстро перестает фонтанировать, либо в ней происходит прорыв воды или газа. Петрофизику необходимо найти объяснение этим явлениям. Когда скважина не может фонтанировать или перестает фонтанировать слишком быстро, то первое, на что следует обратить внимание — как была произведена перфорация скважины. Попробуйте ответить на следующие вопросы:

- Абсолютно ли надежна петрофизическая интерпретация? Каким было полученное на основе данных интерпретации значение коэффициента проницаемости пласта?
- Мог ли быть кольматирован пласт во время операций заканчивания и цементирования?
- Имеются ли доказательства того, что перфораторы сдетонировали, и происходило ли это на правильной глубине?
- Избыточным или недостаточным было гидростатическое давление во время перфорации? Какая депрессия используется в настоящее время?
- Имеются ли какие-либо другие механические факторы (клапаны-отсекатели и др.), которые могут препятствовать фонтанированию?

Когда прорыв воды происходит быстрее, чем ожидалось, следует выяснить:

- Насколько близко к водонасыщенной части пласта по данным каротажа скважины располагается интервал перфорации? Мог ли образоваться конус обводнения?
- Каково качество сцепления цемента с колонной и породой, и могли ли происходить заколонные перетоки газа?
- Где должен находиться фронт воды согласно гидродинамической модели?
- Началось ли обводнение соседних скважин, и имеются ли в наличии какие-либо данные, полученные методами TDT/GST?
- Могла ли вода попасть в ствол скважины откуда-либо еще (из других продуктивных зон, в результате повреждения обсадных труб и т. д.)?
- Какой должна быть относительная проницаемость по нефти и воде исходя из анализа данных керна?
- Находится ли скважина в переходной зоне, и насколько вы уверены, что значение  $S_w$ , рассчитанное на основе данных каротажа, соответствует остаточной водонасыщенности?

Когда происходит неожиданный выход газа, следует выяснить:

- Насколько близко к газонасыщенной части пласта по данным каротажа скважины располагается интервал перфорации? Могло ли в стволе скважины образоваться значительное скопление газа?
- Каково качество сцепления цемента с колонной и породой, и могла ли происходить затрубная циркуляция газа?
- Где должен находиться ГНК согласно гидродинамической модели?
- Находится ли забойное давление ниже уровня давления насыщения? Каков размер используемого штуцера?
- Не началась ли уже в соседних скважинах добыча газа?
- Мог ли газ попасть в ствол скважины откуда-либо еще (из других продуктивных зон, в результате повреждения обсадных труб и т. д.)?
- Какой должна быть относительная проницаемость по нефти и газу исходя из анализа данных керна?

При наличии ответов на приведенные выше вопросы петрофизик сможет плодотворно участвовать в обсуждении мер, необходимых для устранения возникших осложнений. К этим мерам могут относиться:

- Сбор данных методами каротажа в эксплуатационных скважинах.
- Перестрел.
- Кислотная обработка.

- Кислотный или гидравлический разрыв пласта.
- Химическая или механическая изоляция определенных интервалов.
- Модификация стратегии системы сбора.
- Повторное вскрытие пласта.
- Забуривание бокового ствола.
- Внедрение методов механизированной добычи (например, газлифт или ЭЦПН (электрический центробежный погружной насос)).
- Реализация программы закачки воды или газа в пласт.

# **ОПЕРАТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ**

После того как буровая скважина пройдена на всю глубину, петрофизику нужно интерпретировать полученные в необсаженной скважине каротажные диаграммы. Для расшифровки данных каротажа петрофизик должен получить в свое распоряжение:

1. Все относящиеся к делу ежедневные отчеты о бурении, включая данные об искривлении ствола скважины, последней глубине спуска обсадной колонны и данные о буровых растворах.
2. Все последние записи результатов исследования бурового раствора, включая описание шлама, нефтепроявлений, данные по газу и скорости проходки.
3. Имеющиеся в наличии каротажные данные и их интерпретацию для близлежащих скважин и других скважин в данном регионе, вскрывающих те же пласты, особенно когда относящиеся ко всей залежи значения  $m$ ,  $n$ ,  $R_w$ , плотность скелета породы ( $\rho_{ho_g}$ ) и межфлюидные контакты известны.
4. Комплект палеток интерпретации от подрядчика.

## **2.1. СТАНДАРТНЫЙ КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА КАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ**

Получив в свое распоряжение каротажные диаграммы, петрофизик должен убедиться в их соответствующем качестве, для чего необходимо выполнить следующие действия:

1. Проверить, чтобы абсолютная глубина (TD) последней точки записи каротажа и глубина погружения башмака обсадной колонны прибли-

зительно соответствовали тем данным, которые приведены в последнем ежедневном отчете о бурении.

2. Проверить правильность данных об альтитуде и высоте ротора буровой.
3. Проверить, чтобы глубины разных каротажных кривых соответствовали друг другу. Для обнаружения возможных интервалов, где на какое-то время заклинило каротажную компоновку и исказились данные о глубине, можно использовать кривую нагрузки.
4. Проверить, чтобы данные каверномера внутри обсадной колонны были правильными (при этом проверьте внутренний диаметр обсадной колонны) и чтобы он измерял номинальный диаметр скважины в плотных (неразмытых) интервалах разреза.
5. Проверить кривую поправок за влияние скважины на плотность. Как правило, поправка не должна превышать  $0,02 \text{ г}/\text{см}^3$ , за исключением явно размытых интервалов ( $>18''$ ), для которых эта кривая плотности, вероятно, непригодна.
6. Исследовать диаграммы сопротивлений. Если используется буровой раствор на нефтяной основе (oil-based mud, OBM), ближняя часть пласта обычно имеет более высокие значения сопротивления, чем глубинная (за исключением зон, высоконасыщенных газом или нефтью). Подобным же образом при использовании бурового раствора на водной основе (water-based mud, WBM) ближняя часть пласта будет иметь более низкие значения сопротивления, чем глубинная, в случае  $R_{mf} < R_w$  или в пластах, содержащих углеводороды. Теоретически эти кривые должны совпадать в непроницаемых зонах, таких как глины. Однако на практике зачастую это бывает не так из-за анизотропии или влияния вмещающих пород.
7. Проверить данные акустической каротажной диаграммы, обратив особое внимание на время пробега волны в обсадной колонне, которое должно составлять 47 мс/фут.
8. Внимательно посмотреть, не заметна ли на кривых какая-либо цикличность, например, в виде волн. Она может быть вызвана возникновением винтообразного изгиба при бурении, приводящего к неправильной форме ствола скважины. Однако при этом необходимо исключить любую возможную неисправность прибора.
9. Проверить, чтобы масштабы представления данных на диаграмме соответствовали масштабам диаграмм других скважин или в целом соответствовали общепринятым промышленным стандартам. Как правило, это:
  - Гамма-каротаж (GR): 0—50 API.
  - Кавернometрия: 8—18".
  - Сопротивление: 0,2—2000 Ом (в логарифмическом масштабе).

- Плотность: 1,95—2,95 г/см<sup>3</sup> (сплошная линия).
- Нейтронный каротаж:  $-0,15 \pm 0,45$  (пористость), (пунктирная линия).
- Акустический каротаж: 140—40 мс/фут.

## 2.2. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА

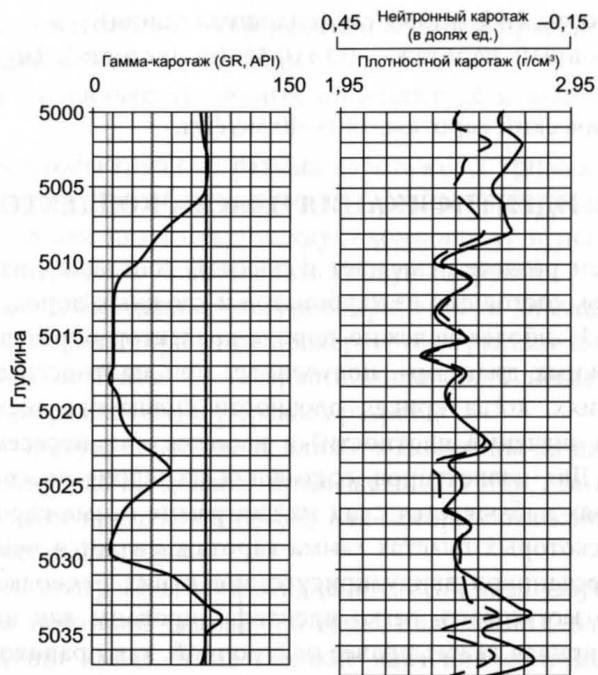
В настоящем разделе речь идет о пластах, состоящих из терригенных пород. Пласти, состоящие из карбонатов и сложных пород, будут обсуждаться далее. Наиболее надежно порода-коллектор определяется поведением каротажных диаграмм, полученных при плотностных и нейтронных измерениях, когда кривая плотности смещается влево (в область более низких значений плотности) и касается или пересекает нейтронную кривую. Для коллекторов, состоящих из терригенных пород, почти во всех случаях наблюдается спад на диаграмме гамма-каротажа (gamma ray, GR). В некоторых пластах гамма-каротаж является ненадежным индикатором песчаников ввиду присутствия в них радиоактивных минералов. Глины могут быть легко идентифицированы как интервалы, где плотностная кривая лежит правее нейтронной, как правило, на 6 или более единиц пористости по данным нейтронного каротажа.

Чем больше переходная область между плотностной и нейтронной диаграммами, тем выше качество коллектора. Однако газоносные пласти будут иметь большую переходную область при данной пористости, чем нефтеносные и водоносные. Поскольку нейтронный и плотностной каротаж основаны на статистических измерениях (то есть на случайном попадании гамма-квантов в детекторы), соответствующие диаграммы имеют неустойчивый характер даже в абсолютно однородных пластах.

Поэтому довольно рискованно только на основании пересечения плотностной и нейтронной кривых делать вывод об эффективной толщине песчаного пласта. Для большинства пластов более надежным является следующий подход (см. рис. 2.2.1):

1. Определите средние показания гамма-каротажа в чистых песках ( $GR_{sa}$ ) и в глинах ( $GR_{sh}$ ). Принимайте для  $GR_{sh}$  не максимальное значение, а наиболее вероятное.
2. Определите объем глины:  $V_{sh} = (GR - GR_{sa}) / (GR_{sh} - GR_{sa})$ . Путем сравнения  $V_{sh}$  с сигналами плотностного и нейтронного каротажа определите граничное значение  $V_{sh}$ . Обычно используется 50%.

Если гамма-каротаж непригоден для выделения терригенных коллекторов, то на данный момент рассматривайте общую толщину пласта-коллектора как эффективную и используйте граничную величину пористости на последующей стадии интерпретации (см. следующий раздел).



**Рис. 2.2.1.** Определение эффективной толщины коллектора

### 2.3. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ТИПА ФЛЮИДОВ И МЕЖФЛЮИДНЫХ КОНТАКТОВ

Поскольку расчет пористости зависит от типа пластового флюида, то на данной стадии полезно иметь хотя бы рабочее предположение о типе флюидов. Если для данного района имеется информация о положении какого-либо газонефтяного (gas/oil contact, GOC) или водонефтяного (oil/water contact, OWC) контакта, примите эти абсолютные глубины для пересчета измеренных глубин в данной скважине и отметьте их на каротажных диаграммах. Если пластовые давления уже измерены (чего обычно никогда не бывает), информацию о возможных уровнях свободной воды (free water level, FWL) или уровнях ГНК также нанесите на каротажную диаграмму.

Начните со сравнения плотностной каротажной диаграммы и диаграммы каротажа сопротивления, снятой зондом с максимальной глубиной исследования. В классическом случае сопротивление и плотность (а также данные гамма-каротажа) ведут себя подобно рельсам трамвайной линии (то есть следуют друг за другом то влево, то вправо) в водоносных песчаниках и расходятся в разные стороны (то есть являются зеркальным отражением друг друга) в нефтеносных песчаниках.

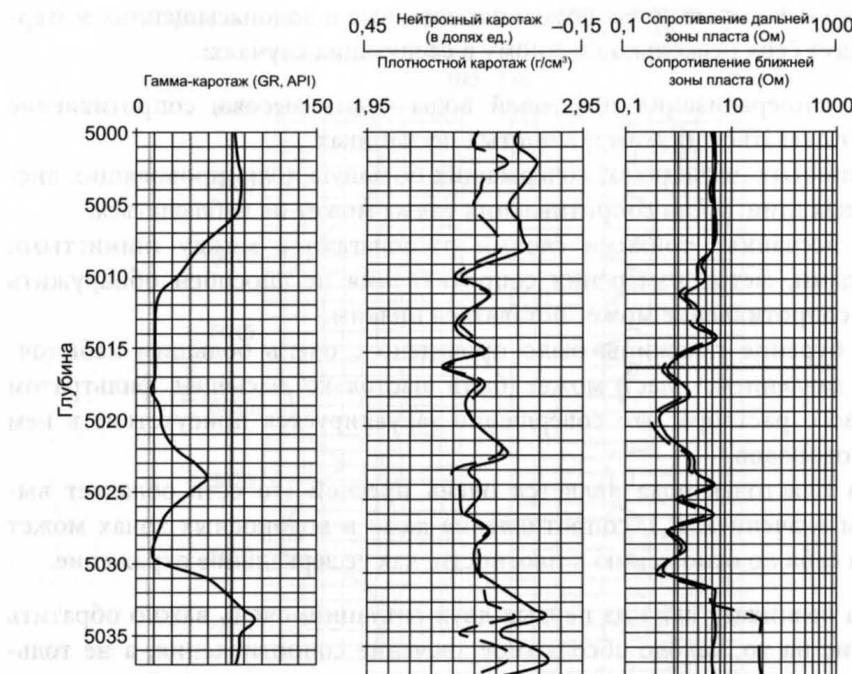
Однако некоторые углеводородонасыщенные и водонасыщенные интервалы ведут себя несколько по-иному в следующих случаях:

- Когда минерализация пластовой воды очень высока, сопротивление может оказаться низким и в чистых песчаниках.
- В глинистых песчаниках, содержащих большую долю проводящих дисперсных глин, роста сопротивления также может не наблюдаться.
- Если песчаники тонкими слоями располагаются между глинистыми породами, метод измерения сопротивления не способен обнаружить их, и сопротивление может оставаться низким.
- Если бурение скважины было проведено с очень большим избыточным давлением, пласт может быть настолько насыщен фильтратом бурового раствора, что совершенно завуалируется присутствие в нем углеводородов.
- Когда пластовая вода является очень пресной (то есть обладает высоким значением  $R_w$ ), сопротивление даже в водоносных зонах может вести себя по отношению к плотности, как ее зеркальное отражение.

Когда возникает одна из первых двух ситуаций, очень важно обратить внимание на то, каково абсолютное значение сопротивления, а не только на относительное поведение сопротивления и плотности. Если данная или соседняя скважина вскрыли водоносный интервал, вы уже должны иметь представление об ориентировочном значении его сопротивления. Если измеренное сопротивление оказывается выше этого значения, независимо от формы кривой можно сделать предположение о присутствии в песчанике углеводородов.

Очевидно, что, если неясно, содержит ли пласт углеводороды, должны быть изучены все данные результатов исследования бурового раствора (газопроявление, флюоресценция). Однако по результатам анализа бурового раствора не всегда удается установить наличие углеводородов, особенно когда пласт тонкий, а избыточное гидростатическое давление велико. Более того, некоторые незначительные газовые пики могут наблюдаваться даже в водоносных песках (рис. 2.2.2).

Как уже отмечалось ранее, газоносыщенные интервалы будут характеризоваться большей переходной областью между плотностной и нефтеносными кривыми, чем нефтеносные. На диаграмме для очень чистого пористого песчаника ГНК может быть обнаружен относительно легко. Хотя безошибочно ГНК обнаруживается лишь в 50% случаев. Вторичные газовые шапки в истощенных залежах таким способом обычно никогда не улавливаются. Графики пластового давления представляют собой гораздо более надежный способ обнаружения ГНК, однако, как правило, они бывают полезны только для невскрытых залежей. В прошлом для идентификации газоносных зон предлагались различные зависимости,



**Рис. 2.2.2.** Определение эффективной толщины продуктивных пластов

включающие гамма-, плотностной, нейтронный и акустический виды каротажа, но я никогда не находил их достаточно надежными. В истощенных пластах, где газ начинает выделяться из нефти и не имеет возможности прийти в равновесие (то есть сформировать отдельную газовую шапку), он может существовать в форме включений размером с футбольный мяч, находящихся в нефти. В этой ситуации основные каротажные диаграммы никогда не дадут определенного ответа.

Самый надежный способ обнаружения газоносных зон, который мне удалось найти, представляет собой каротаж с помощью комбинации методов поперечных (если имеется такая возможность) и продольных акустических волн. Если построить график отношения скорости распространения продольной волны ( $V_p$ ) к скорости распространения поперечной волны ( $V_s$ ) в зависимости от  $V_p$ . Поскольку присутствие газа сказывается на  $V_p$  в гораздо большей степени, чем на  $V_s$ , газоносные интервалы отделяются на графике от нефтеносных (рис. 2.2.3).

## 2.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПЛАСТА

Расчет коэффициента пористости выполняется на основе данных плотностного каротажа по формуле:

$$\phi = (\rho_{m} - \text{density}) / (\rho_{m} - \rho_f),$$

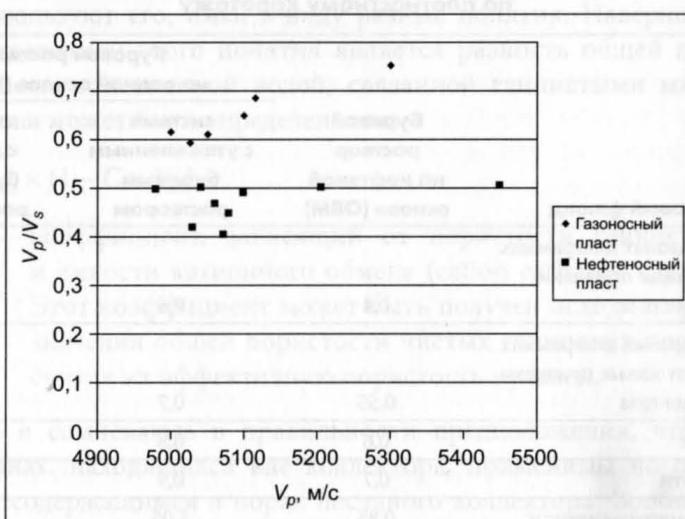
где  $\text{density}$  — значение плотности по диаграмме плотномера;

$\rho_{m}$  — плотность минерального скелета,  $\text{г}/\text{см}^3$ ;

$\rho_f$  — плотность флюида,  $\text{г}/\text{см}^3$ .

Принцип работы зонда плотностного каротажа состоит в облучении пласта гамма-квантами, которые, проходя через пласт, рассеиваются на электронах входящих в него элементов. Такое рассеяние гамма-излучения называется комптоновским. Рассеянные гамма-кванты регистрируются двумя детекторами. Поскольку это устройство фактически измеряет плотность электронов, имеет место его небольшой разброс, связанный с разбросом электронной плотности различных минералов. Эта поправка, как правило, мала (обычно не более 1%) и не представляет собой предмета для серьезного беспокойства. В предположении, что пористость по данным плотностного каротажа на определенном этапе еще будет калиброваться по данным керна, этой поправкой можно пренебречь, по крайней мере при оперативной интерпретации каротажных данных.

Для песчаников величина  $\rho_m$ , как правило, находится в диапазоне 2,65—2,67  $\text{г}/\text{см}^3$ . Если для представляющего интерес региона имеются данные исследований керна, это значение может быть взято равным среднему значению, измеренному на стандартных образцах керна. Плотность флюида  $\rho_f$  зависит от типа бурового раствора, свойств пластового флюида и степени проникновения фильтрата в пласт, которая отражается на



**Рис. 2.2.3.** Выделение газоносного пласта на основе графика  $V_p/V_s$  от  $V_p$

диаграмме. В таблице 2.4.1 приведены некоторые полезные для практических целей типичные значения плотности.

Для проверки пригодности используемых величин можно провести следующие тесты:

- В случае когда доступна региональная информация, среднюю пористость пласта можно сравнить с пористостью в соседних скважинах.
- В большинстве случаев на уровне контакта не должно быть скачка пористости. Исключение может составлять переход через ВНК, где имеют место диагенетические эффекты.
- Ни при каких обстоятельствах коэффициент пористости песчаников не может превысить 36%.

Следует отметить, что пористость, рассчитанная на основе плотностной каротажной диаграммы, представляет собой общую пористость: в нее входит также поровое пространство, занятое связанной или содержащейся в глине водой. Здесь есть свое преимущество, поскольку эту пористость можно напрямую сравнивать с пористостью, измеренной с помощью образцов керна, из которых удалена вся связанная глиной и свободная вода.

При расчете коэффициента пористости важно проверить все интервалы, где наличие каверн в скважине приводит к ошибочно низким значениям плотности и, таким образом, к завышению пористости. Иногда

**Таблица 2.4.1**  
**Подбор плотности флюида для расчета пористости**  
**по плотностному каротажу**

Пластовый флюид	Буровой раствор на водной основе (WBM)		
	Буровой раствор на нефтяной основе (OBM)	система с утяжеленным буровым раствором	система с легким буровым раствором
Газ, на каротажных диаграммах имеются явные признаки присутствия газа	0,4	0,6	0,5
Газ, на каротажных диаграммах отсутствуют явные признаки присутствия газа	0,55	0,7	0,6
Легкие нефти	0,6	0,8	0,7
Тяжелые нефти	0,7	0,9	0,8
Вода низкой минерализации	0,85	1,05	1,0
Вода высокой минерализации	0,9	1,1	1,05

бывает достаточно «обрезать» завышенное значение пористости по максимально возможному уровню значений ее в данных условиях. При этом принимается во внимание тот факт, что часто размываются рыхлые породы, имеющие высокую пористость.

Однако в некоторых случаях бывает необходимо вручную редактировать плотностную каротажную диаграмму, используя наиболее адекватную оценку возможного значения плотности. Заметим, что для водоносных интервалов наилучшая оценка коэффициента пористости ( $\phi$ ) может быть выполнена с помощью удельного электрического сопротивления ( $R_t$ ) и уравнения Арчи (Archie), которое выглядит следующим образом:

$$R_t = R_w \times \phi^{-m} \times S_w^{-n}$$

или

$$S_w = [(R_t/R_w) \times \phi^m]^{(-1/n)},$$

где  $R_w$  — сопротивление пластовой воды (Омм);  
 $m$  — показатель цементации;  
 $S_w$  — водонасыщенность;  
 $n$  — показатель насыщенности.

В качестве альтернативы иногда может использоваться корреляция между данными гамма-каротажа и плотностного каротажа в неразмытых интервалах.

Обычно я предпочитаю работать с общей пористостью. Используется также термин «эффективная пористость», хотя зачастую разные специалисты используют его, имея в виду разные понятия. Наверное, наилучшим определением этого понятия является разность общей пористости и пористости, заполненной водой, связанной глинистыми минералами. Поэтому она может быть определена как:

$$\phi_{eff} = \phi_{total} \times (1 - C \times V_{sh}),$$

где  $C$  — коэффициент, зависящий от пористости глинистых пород и емкости катионного обмена (cation exchange capacity, СЕС). Этот коэффициент может быть получен исходя из расчетного значения общей пористости чистых глинистых пород  $V_{sh} = 1$ , считая их эффективную пористость нулевой.

Однако я сомневаюсь в правильности предположения, что свойства глин в зонах, находящихся вне коллектора, применимы по отношению к глинам, содержащимся в порах песчаного коллектора. Вообще я не рекомендую выполнять расчет величины  $\phi_{eff}$  в рамках какой-либо оперативной оценки.

Здесь мне хотелось бы пояснить, что я никогда не поддерживал и не поддерживаю использование кроссплота нейтронного/плотностного каротажа для расчета пористости в песчаниках. Я придерживаюсь этой точки зрения на основании следующих соображений:

1. Как нейтронный, так и плотностной каротаж основаны на статистических методах, где данные могут случайным образом меняться в определенных пределах, зависящих от скорости каротажа, типа детектора, интенсивности источника и влияния ствола скважины. Погрешность, возникающая при совместном использовании этих устройств, гораздо выше, чем погрешность только одного из них.
2. Поведение нейтронов существенно зависит от количества атомов хлора в пласте, содержащихся либо в пластовой воде, либо в глинистых минералах. Это означает, что пористость по данным нейтронного каротажа очень неопределенно связана с истинной пористостью (что хорошо видно, когда она сравнивается с плотностной каротажной диаграммой для комплекса «песок-глина»!).
3. Кроме того, на нейтроны непредсказуемым образом влияет наличие газа (в отличие от плотности, для которой посредством использования соответствующего значения  $\rho_0$ , может быть введена необходимая поправка).
4. Я никогда не испытывал большого доверия к совмещенным данным, представляемым подрядчиками на стандартных графиках взаимозависимости данных нейтронного и плотностного каротажа. На поверхку нанесенные на совмещенный график реальные данные, как правило, говорят о наличии всех видов минералов от доломита до известняка, тогда как на самом деле имеет место комбинация глины и кварца.

При оперативной интерпретации нейтронную диаграмму я использую только для двух целей: (1) качественной идентификации (с использованием данных по плотности) глинистых и нефтеносных интервалов, и (2) идентификации газоносных интервалов. Кроме того, я не советую использовать акустический каротаж для определения пористости ни при каких обстоятельствах.

По моему мнению, лучше опираться на квалифицированное предположение о пористости пласта, сделанное на основе каротажных данных в целом и региональной информации, а не полагаться на какой-либо количественный расчет, основанный на данных акустического каротажа продольных волн.

## 2.5. ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТА

При оперативной оценке пластов, сложенных терригенными породами, для расчета насыщенности в большинстве случаев бывает доста-

точно использования уравнения Арчи (см. выше) и непосредственных данных  $R_t$ , снятых прибором с максимальной глубиной исследования. При отсутствии региональных керновых данных я бы порекомендовал использовать значения  $m = n = 2$ . Следует отметить, что я опустил так называемую постоянную Хамбла (Humble) ( $a$ ), поскольку она легко может быть введена в величину  $R_w$ .

Если  $m$  и  $n$  заданы заранее, то очевидно, что ключевым искомым параметром является  $R_w$ . Вне всякого сомнения, наиболее предпочтительным методом определения значения  $R_w$  при оценке конкретной скважины является график Пикетта (Pickett plot) для известной водонасыщенной части отложений (рис. 2.5.1). Параметр  $m$  на графике  $\log(R_t)$  в зависимости от  $\log(\phi)$  определяется по градиенту проведенной через точки прямой линии, а параметр  $R_w$  — точкой пересечения этой прямой с осью  $R_t$ .

Отметим, что, если значение  $m$  фиксировано, линия может смещаться лишь вверх и вниз.

Если наклон линии явно не соответствует предполагаемому значению  $m$ , имеет смысл это значение изменить при условии, что оно будет оставаться в разумном диапазоне (1,5—2,5).

Некоторую информацию о величине  $R_w$  можно также получить из региональных данных и анализа проб пластовой воды, полученных на соседних скважинах. Минерализация обычно выражается концентрацией NaCl в единицах ppm (parts per million) или мг/л. Эти данные преобразу-

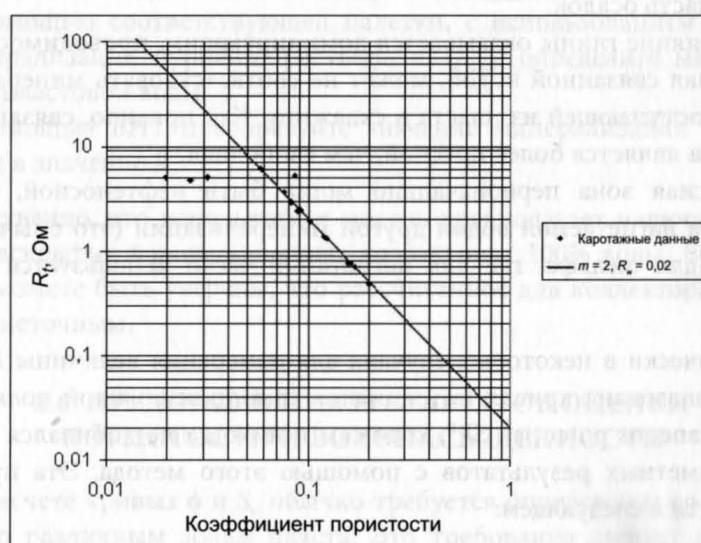


Рис. 2.5.1. График Пикетта (Pickett)

ются в значение  $R_w$  с помощью комплекта палеток интерпретации, полученного от подрядчика, и известного значения пластовой температуры.

Когда данные каротажа скважины не позволяют четко выявить водонасыщенные интервалы пласта, используются региональные данные, хотя значение, полученное из графика Пикетта, может заметно от них отличаться. Этому может быть одна из следующих причин:

- Некорректно рассчитаны коэффициенты пористости для скважины.
- Зона фактически может оказаться не стопроцентно водонасыщенной, как предполагалось.
- Значение  $t$  нуждается в корректировке.
- Региональное значение для данной скважины неприменимо.

Причины, по которым региональное значение может быть неприменимо:

- Минерализация в данной скважине может отличаться от региональной.
- Палетки интерпретации предполагают, что проводимость минерализованной воды определяется только присутствием NaCl. Если же в ней присутствуют другие хлориды (например, MgCl), то значение  $R_w$ , рассчитанное на основе палеток, будет неправильным.
- Пробы воды, на которых была измерена минерализация в других скважинах, могли быть загрязнены, или при доставке на поверхность в них мог выпасть осадок.
- Если влияние глины оказывается доминирующим, проводимость, обусловленная связанный водой, может не соответствовать минерализации воды, поступающей из пласта в скважину. Как правило, связанная глиной вода является более пресной, чем свободная.
- Водоносная зона первоначально могла быть нефтеносной, но была промыта нагнетаемой водой другой минерализации (это обычная процедура для шельфа, где для нагнетания часто используется морская вода).

Теоретически в некоторых случаях для измерения величины  $R_w$  может быть использована кривая потенциалов самопроизвольной поляризации ПС (spontaneous potential, SP), хотя сам я никогда не добивался сколько-нибудь заметных результатов с помощью этого метода. Эта процедура заключается в следующем:

1. Нанесите на диаграмме ПС соответствующую глине нулевую линию, определяющую среднее показание ПС в глинах.

2. Определите максимальное отклонение ПС (в мВ) от исходной линии к показаниям, снятым в высокопористых неглинистых пластах песчаника большой толщины.
3. С помощью соответствующей диаграммы, которую должен предоставить подрядчик, преобразуйте максимальное отклонение ПС в значение статического потенциала самопроизвольной поляризации (static spontaneous potential, SSP). Это позволяет ввести поправки на эффекты проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, влияния ствола скважины и пласта.
4. По соответствующей диаграмме определите кинетическую энергию ( $E_k$ ), mc (mudcake — поправка за влияние глинистой корки).
5. Рассчитайте  $E_{k, shale}$  по формуле  $E_{k, shale} = \Delta P$  (бар)/6,9, где  $\Delta P$  — разница давления бурового раствора и пластового давления.
6. Рассчитайте число Эккерта (Eckert, Ec) для забойной температуры (bottomhole temperature, BHT) в °C:

$$Ec(BHT) = SSP + E_k, mc - E_{ksh}.$$

7. Приведите величину  $Ec(BHT)$  к условиям нормальной температуры:  

$$Ec(25^{\circ}\text{C}) = Ec(BHT) \times 298/(273 + BHT).$$
8. Используя  $R_{mf}$  и температуру, определите минерализацию фильтрата бурового раствора.
9. Используя соответствующую палетку подрядчика, определите  $Q_{vshale}$ . В качестве альтернативы можно принять  $Q_{vshale} = 4$  ммоль/см<sup>3</sup>.
10. С помощью соответствующей палетки, с использованием  $Ec(25^{\circ}\text{C})$ , минерализации бурового раствора и  $Q_{vshale}$  определите минерализацию пластовой воды.
11. С помощью BHT преобразуйте значение минерализации пластовой воды в значение  $R_w$ .

Существенно, что используемая модель предполагает наличие в известных невскрытых водонасыщенных коллекторах 100% воды. Если это не так, вы можете быть уверены, что рассчитанное для коллектора значение  $S_w$  будет неточным.

## 2.6. ПРЕДСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ ПОРИСТОСТИ И ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ

При расчете кривых  $\phi$  и  $S_w$  обычно требуется определение средних значений по различным зонам пласта. Это требование следует выполнять следующим образом. Прежде всего определитесь, по каким глубинам пласта должны быть распределены результаты. За исключением согла-

сованных с геологом границ пласта, разбиение должно осуществляться с учетом любых возможных изменений типа флюида или зоны, где имеется явная нехватка надежных данных, или во всех точках, где каротажная диаграмма меняет характер поведения. Далее следует подготовить таблицу, аналогичную таблице 2.6.1.

Заметим, что средний коэффициент пористости определяется как:

$$\phi_{average} = \Sigma \phi_i / h, \quad (2.6.1)$$

где  $h$  — эффективная толщина пласта.

Среднее значение величины  $S_w$  определяется как:

$$(S_w)_{average} = \Sigma \phi_i \times S_{wi} / \Sigma \phi_i. \quad (2.6.2)$$

Там, где возможно определение коэффициента проницаемости, для каждого песчаного пласта должен быть получен средний коэффициент проницаемости.

Эффективная толщина пласта обычно определяется исходя из граничного значения  $V_{sh}$ . Однако если это невозможно, следует использовать граничное значение коэффициента пористости. Как правило, следует устанавливать такое граничное значение, которое будет соответствовать проницаемости в 1 миллидарси ( $\text{мД}$ ) для нефтеносных зон и 0,1  $\text{мД}$  для газоносных. Вообще я не поддерживаю идею применения граничных значений, поскольку зачастую они приводят к тому, что из расчета начальных геологических запасов нефти (stock tank oil initially in place, STOIP) или газа (gas initially in place, GIIP) исключаются потенциальные запасы. Однако, поскольку уравнение Арчи часто выдает ненулевые значения не-

**Таблица 2.6.1**  
**Отчет о результатах проведенной оценки**

Зона	Кровля пласта, м	Подошва пласта, м	Общая толщина пласта, м	Эффективная толщина пласта, м	Средний коэффициент пористости	Водонасыщенность пласта $S_w$
Зона 1, газ						
Зона 1, нефть						
Зона 1, возможно, нефть						
Зона 1, вода						
Зона 2						
Зона 3						
Полностью газоносные зоны						
Полностью нефтеносные зоны						

фтенасыщенности даже в глинах, необходимо бывает использовать соответствующий инструмент для фильтрации данных.

Я серьезно возражаю против практики применения граничного значения еще и для  $S_w$  с целью определения отметки уровня, выше которого в пласте может быть получен приток нефти. Этот параметр не применяется ни в каких расчетах STOIP или GIIP. Теоретически его можно было использовать при принятии решений о том, какие зоны следует перфорировать. Однако на практике гораздо более эффективно эта задача решается путем изучения каротажных диаграмм в масштабе 1:200 и принятия решения о том, какие зоны стоит перфорировать. Для презентационных целей полезно сделать версию каротажной диаграммы в масштабе 1:500 с включением в нее максимально возможного количества данных. Хотя в различных компаниях используются различные условные обозначения, общеупотребительными являются: зеленый цвет — для газа, желтый — для неопознанного углеводорода (неясно), красный — для нефти и голубой — для водоносных зон.

Я рекомендую сформировать на основе функционала  $(1 - S_w) \times Por$  кривую под названием SHPOR ( $K_h \times K_u$ ), включить ее в колонку пористости и заштриховать площадь от 0 до кривой, используя цвета, принятые для соответствующих флюидов. Эта кривая исключительно полезна, поскольку заштрихованная разными цветами область под ней наглядно отражает весь объем флюида. В результате тонкий пласт с высокой пористостью удается выделить более явно, чем мощный, пористость которого может быть существенно ниже.

### **Упражнение 2.1. Оперативный анализ каротажных данных**

Используя каротажные данные, приведенные в приложении 1 (оценочная скважина 1), выполните следующие действия:

1. Выберите на каротажных диаграммах значения  $GR_{sa}$  и  $GR_{sh}$ .
2. Рассчитайте величину  $V_{sh}$ .
3. Определите наиболее вероятное положение ВНК.
4. В предположении вероятных значений плотностей флюидов для нефтесодержащей и водосодержащей частей пласта (для бурения скважины использовался буровой раствор на основе пресной воды) и при плотности зерен породы  $2,66 \text{ г}/\text{см}^3$  рассчитайте коэффициент пористости.
5. При  $V_{sh} > 0,5$  (неколлектор) значения коэффициента пористости задавайте равными нулю.

6. Постройте график Пикетта для водоносного интервала.
7. В предположении, что  $m = n = 2$ , выберите соответствующее значение  $R_w$ .
8. С помощью уравнения Арчи рассчитайте величину  $S_w$ .
9. Проверьте определенное ранее положение ВНК. Если его требуется переместить, повторите таким же образом расчет коэффициента пористости и  $S_w$ .
10. Рассчитайте кривую SHPOR ( $K_n \times K_n$ ). Нанесите ее на колонку пористости.
11. Разбейте пласт на соответствующие интервалы и выполните расчеты суммарных и средних значений пористости и нефтенасыщенности.
12. Определите точки, в которых необходимо измерить пластовое давление.

## 2.7. ИЗМЕРЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ОТБОР ПРОБ ФЛЮИДОВ

В большинстве случаев в процессе каротажа применяются пластоиспытатели, позволяющие провести предварительные замеры пластового давления (претесты) и отобрать глубинные пробы пластовых флюидов. Хотя эти данные используются инженером-разработчиком и технологом по добыче, они могут быть чрезвычайно полезны и петрофизику для определения находящихся в пласте флюидов.

Претесты позволяют получить следующую информацию:

- Глубины уровня свободной воды или ГНК в скважине.
- Плотности флюидов непосредственно в нефте-, газо- и водосодержащей частях пласта.
- Абсолютное значение пластового давления в водоносной и продуктивной частях резервуара.
- Качественную информацию о подвижности флюидов и проницаемости пластов.
- Забойное давление и температуру в стволе скважины.

Кроме того, глубинные пробы позволяют получить следующую информацию:

- PVT-свойства (pressure/volume/temperature, PVT) нефти и газа в пластовых условиях.
- Минерализацию пластовой воды.
- Дополнительную информацию о подвижности флюидов и проницаемости пластов.

При стандартном режиме работы зонд механически вжимается в стенку ствола скважины, а камеры открываются, осуществляя забор пластового флюида. Камеры для претеста представляют собой емкости объемом в несколько кубических сантиметров, которые перед следующей точкой замера снова могут быть опустошены. Для отбора глубинных проб флюидов используются камеры больших размеров, как правило, объемом 2½ или 6 галл. Поскольку первая попадающая в устройство порция флюида обычно бывает загрязнена фильтратом бурового раствора, то нормальной практикой является отбор изолированной пробы. При этом сначала заполняется первая камера, затем она герметизируется, после чего заполняется вторая камера (предположительно незагрязненным флюидом). После того как камеры будут извлечены на поверхность, они могут быть либо опустошены непосредственно на месте, либо оставлены герметично закрытыми для отправки в лабораторию РВТ.

Дополнительные режимы, в которых могут использоваться эти устройства:

1. Как система пакеров для изоляции нескольких метров стенки ствола скважины с целью обеспечения большей зоны притока.
2. Как переходник, при отборе проб вызывающий приток добываемых флюидов в ствол скважины до момента, когда можно будет считать, что он больше не загрязнен фильтратом бурового раствора.
3. Как устройство мониторинга свойств флюида (резистивных, емкостных, оптических) путем его откачки из пласта и определения, нефть, вода или газ входят в камеру.
4. Как двухпакерный узел для проведения мини-гидропрослушивания с целью оценки вертикальной связи между различными интервалами разреза пород.

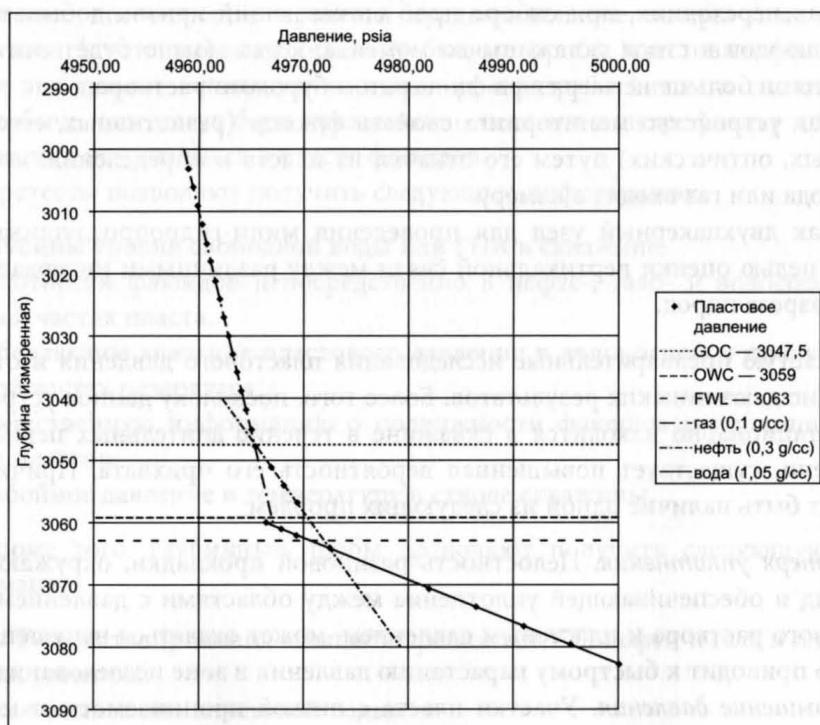
Зачастую предварительные исследования пластового давления и отбор проб не дают никаких результатов. Более того, поскольку данное устройство стационарно находится в скважине в течение длительных периодов времени, существует повышенная вероятность его прихвата. Причиной может быть наличие одной из следующих проблем:

- **Потеря уплотнения.** Целостность резиновой прокладки, окружающей зонд и обеспечивающей уплотнение между областями с давлением бурового раствора и пластовым давлением, может оказаться нарушенной, что приводит к быстрому нарастанию давления в зоне исследования.
- **Завышение давления.** Участки пласта с низкой проницаемостью могут сохранять часть давления, созданного в скважине в процессе бурения (превышающего статическое давление бурового раствора). Поэтому

му давление, измеряемое в ходе претеста, может оказаться существенно завышено.

- **Результат — «сухо».** Если проницаемость пласта очень низка, в камерах для претеста может происходить очень медленный рост давления, вследствие чего попытки дожидаться достижения равновесия в оперативном режиме могут оказаться нецелесообразными.
- **Аномальные перепады давления.** Если песчаные пласти относятся к разновозрастным отложениям, то они могут сообщаться с разными водоносными горизонтами и, как следствие, характеризоваться различными пластовыми давлениями. Также могут иметь место незначительные перепады давления, если произошло истощение коллектора, или коллектор находится в неполном равновесном состоянии (например, из-за наличия слабой гидродинамической связи или тектонического экрана).

Теперь, вероятно, нелишним будет пояснить различия между понятиями уровня свободной воды (FWL), уровня свободной нефти (FOL, free oil level), ВНК, ГВК и ГНК, а также их связь с измерениями давления (см. рис. 2.7.1).



**Рис. 2.7.1.** Пример графика пластового давления

Уровень свободной воды представляет собой точку, в которой капиллярное давление  $P_c$  залежи равно нулю и ниже которой в рамках данной напорной системы углеводороды отсутствуют. Зачастую уровень свободной воды может быть определен относительно уровня максимальной насыщенности коллектора, в особенности когда в системе имеются обильные запасы углеводородов. На графике «пластовое давление — глубина» точка пересечения линий, характеризующих интервалы, насыщенные нефтью и водой (или газом и водой) соответствует уровню свободной воды.

Выше уровня свободной воды капиллярное давление  $P_c$  растет в соответствии со степенью замещения в коллекторе воды углеводородами. Однако, и особенно это касается низкопроницаемых пород, чтобы значение  $S_w$  могло опуститься ниже уровня единицы, необходимо наличие определенного начального давления. При достижении этого давления в породе начнут обнаруживаться углеводороды, и можно будет констатировать, что данная точка находится выше уровня ВНК или ГВК. Следует отметить, что между уровнем свободной воды и ВНК/ГВК давление будет соответствовать линии воды.

Для нефтегазовой залежи выше ВНК давление будет подниматься в соответствии с градиентом для нефти (тем не менее пересекая линию воды на уровне свободной воды). При формальном подходе для ГНК и уровня свободной нефти следует ожидать поведения давления, аналогичного его поведению между ВНК и уровнем свободной воды. Однако данная ситуация отличается от ситуации с ВНК тем, что имеет дело с тремя (газ/нефть/вода), а не с двумя фазами. Поэтому обычно принято трактовать точку ГНК как точку пересечения кривых давления нефти и газа. Возможно, это технически некорректно, но я могу лишь добавить, что за всю мою карьеру петрофизика такое допущение ни разу не вызвало у меня никаких проблем. Для газового коллектора давление поднимется выше уровня ГВК в соответствии с градиентом давления для газа (тем не менее пересекая линию воды на уровне свободной воды).

Заметим, что приведенные выше рассуждения не затрагивают переходную зону, относящуюся к интервалу между точкой ВНК или ГВК и точкой, в которой насыщенность углеводородов начинает приближаться к неснижаемой. Эта ситуация будет обсуждаться в главе 4.

Для низкопроницаемых пород ощутимым является влияние высоты капиллярного подъема воды (до нескольких десятков метров). Это влияние может выражаться в изменении глубины ВНК/ГНК в пределах месторождения по мере изменения его фильтрационно-емкостных свойств.

## 2.8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА

На рис. 2.8.1 приведены показания манометра, регистрирующего давление при проведении типичного претеста (предварительного испытания).

Характер роста давления, аналогичный характеру роста давления при испытании на приток, может быть использован для оценки свойств пласта.

Подвижность флюидов  $(M)$  определяется как:

$$M = (k/\mu), \quad (2.8.1)$$

где  $k$  — проницаемость пласта в миллидарси ( $\text{мД}$ );

$\mu$  — вязкость поступившего в камеру флюида в сантипузах ( $\text{сП}$ ).

Теоретически можно показать, что подвижность флюидов пласта связана с величиной и временем снижения давления, а также с дебитом скважины. На основе анализа кривой восстановления давления подрядчик обычно способен оценить степень подвижности флюидов. Для получения из подвижности флюидов значения проницаемости необходимо знать вязкость флюидов. В большинстве случаев камера для претеста бывает наполнена фильтратом бурового раствора, содержащего определенное количество воды или нефти. В таблице 2.8.1 приведены значения вязкости некоторых флюидов.

Хотя предварительные испытания и очень полезны тем, что в случае получения хорошей КВД они могут обнаружить наличие определенной проницаемости, не следует забывать, что они представляют собой лишь точечные измерения. Как правило, перемещение зонда вверх или вниз на несколько сантиметров может привести к получению совершенно иной подвижности флюидов. Медленный рост давления может оказаться ис-

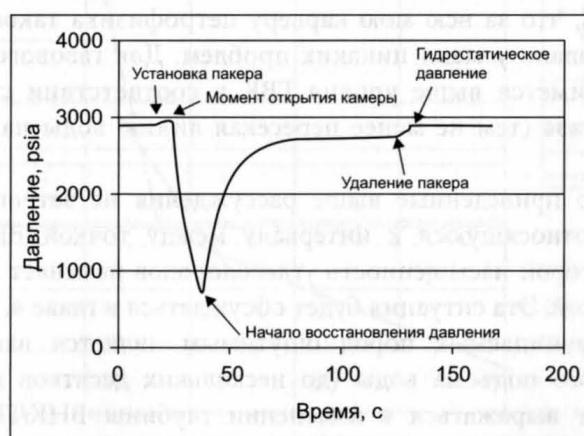


Рис. 2.8.1. Измерение давления в ходе испытания (претеста)

**Таблица 2.8.1**  
**Типичная вязкость флюидов в условиях скважины**

Флюид	Вязкость (сП)
Вода	0,3
Дизельное топливо	2—3
Нефть	3—10
Газ	0,015

ключительно следствием установки зонда в неудачном месте. Более того, такие результаты могут не дать точного представления о средней проницаемости пласта.

Вообще говоря, предварительные испытания должны проводиться для проверки наличия у зоны какой-либо проницаемости, тогда как другие методы (например, вывод проницаемости из соотношений «пористость — проницаемость») предназначены для определения ее среднего значения, необходимого для использования в динамических моделях. Заниженное значение измеренного в ходе предварительного испытания коэффициента проницаемости по сравнению с его значением, полученным из соотношений для фильтрационно-емкостных свойств, может оказаться следствием ухудшения свойств пласта при вскрытии его в процессе бурения. Также этот эффект может наблюдаться при пробной эксплуатации скважины.

Петрофизикам всегда имеет смысл пытаться получить от подрядчика достоверные диаграммы для использования в полевых исследованиях с тем, чтобы оценить проницаемость и межфлюидные контакты. Для этого имеются следующие причины:

- Приборы более позднего поколения используют тензометры, и поэтому регистрируют манометрическое давление, тогда как приборы более раннего производства, использующие кварцевые датчики давления, регистрируют абсолютное давление. Если некорректно вводить эти величины в базу данных, то в них будет возникать смещение, равное величине атмосферного давления 14,7 фунт/дюйм<sup>2</sup>.
- Когда базы данных создаются для полевых условий (например, совместно используемая таблица Excel<sup>TM</sup>), в них иногда вводятся не все данные полевых наблюдений, в частности, данные о зонах, которые считаются неколлекторами. Вместе с тем знания о интервалах с непроницаемой породой являются критически важными, если рассматривается вопрос перестрела пласта на основе оценки данных о проницаемости из бурового журнала.

- Когда зона расценивается как неколлектор или характеризуется ограниченным перепадом давления, оценить пластовое давление иногда удается путем экстраполяции имеющихся данных по росту давления.
- Как правило, подрядчиками приводится измеренная глубина, на которой выполняются предварительные испытания, а также соответствующая фактическая вертикальная глубина (true vertical depth, TVD) относительно пола буровой. Важно следить за тем, чтобы используемые давления надлежащим образом соответствовали наилучшей оценке TVD относительно нулевого уровня (средний уровень моря). После того как измерение давления закончено и установлена эксплуатационная обсадная колонна, должна быть задействована система гирокомпенсации, предназначенная для преобразования всех измеренных глубин скважины в TVD относительно нулевого уровня, то есть определения абсолютных отметок.

### **Упражнение 2.2. Использование данных о давлении**

1. Используя результаты измерений пластового давления (см. приложение 2), рассчитайте плотности пластовых флюидов и местоположение уровня свободной воды. Предположите, что каротажные диаграммы привязаны к TVD с точкой отсчета от среднего уровня моря.
2. Нефтеносной или газоносной является данная зона?
3. При условии, что пласт латерально выдержан, считаете ли вы целесообразным проведение испытания на приток в данной скважине? Какие интервалы вы предпочли бы перфорировать?

# **ДЕТАЛЬНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ**

Оперативного анализа, описанного в главе 2, бывает вполне достаточно для принятия на скважине оперативных решений. Обычно эти результаты представляются в виде отчетливой распечатки каротажных диаграмм в масштабе 1:200 и 1:500 с отмеченными на них суммарными и средними значениями параметров пластов-коллекторов, где поровые флюиды обозначены соответствующими цветами. Во всех компаниях для обозначения воды используют синий цвет, но в одних предпочитают использовать красный цвет для нефти, а зеленый для газа, а в других, наоборот, красный — для газа, а зеленый — для нефти.

Как только подрядчик каротажных работ предоставляет итоговые данные и распечатки, вся информация в цифровом формате должна быть сохранена в корпоративной базе данных. Обычно с этого момента петрофизик начинает развернутую интерпретацию полученных данных, которая может пересматриваться по мере того, как будут поступать новые результаты анализа керна и информация о соседних скважинах.

В одних случаях модель Арчи, применяемая для оперативного анализа, может быть заменена описанной в одной из последующих глав более современной моделью. В других — в традиционную интерпретацию на основе модели Арчи бывает достаточно ввести соответствующие поправки. В настоящей главе обсуждаются способы усовершенствования модели Арчи.

## **3.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ТОЛЩИНЫ ПЕСЧАНОГО КОЛЛЕКТОРА**

При наличии данных кернового анализа петрофизику следует обязательно найти время для осмотра распиленных кернов. Это позволит

убедиться в отсутствии аномальных зон, которым при интерпретации мог быть ошибочно присвоен статус коллектора или неколлектора. Если коллектор удается легко идентифицировать, нужно посредством обмера керна установить точную эффективную толщину, которую затем можно проверить путем сравнения с расчетами на основе данных каротажных диаграмм.

Эффективную толщину, полученную на основе каротажных диаграмм и на основе измерения керна, можно согласовать друг с другом посредством варьирования граничного значения объема глины ( $V_{sh}$ ). Также для определения эффективной толщины коллектора могут оказаться полезными фотографии керна, сделанные в дневном и ультрафиолетовом свете. По завершении стандартных анализов керна необходимо выполнить точные измерения пористости керна, плотности зерен и проницаемости.

Если при измерениях на керне моделировались пластовые условия, необходимо ввести соответствующие коэффициенты для приведения полученных по кернам значений пористости и проницаемости к пластовым условиям. Если данные этих измерений недоступны, то до завершения специальных анализов керна (special core analysis, SCAL) за основу следует принять региональные данные.

Если необходимо распределить данные по фации и (или) пласту так, чтобы одиночная линия описывала их наилучшим образом, нужно построить график зависимости первоначальной пористости пласта от логарифма проницаемости. Это так называемое соотношение для **фильтрационно-емкостных свойств**, которое обычно имеет вид (проницаемость — в мД, пористость — в относительных долях):

$$k = 10^{(k_a + k_b \times \phi)}, \quad (3.1.1)$$

где  $k$  — проницаемость коллектора. Типичные значения  $k_a$  и  $k_b$  составляют -2 и 20 соответственно.

При выбранном значении граничной величины  $V_{sh}$  коллектор не должен иметь пористость намного ниже уровня, соответствующего проницаемости 1 мД для нефтяных зон и 0,1 мД — для газовых. Если это условие не выполняется, то для исключения зон неколлектора, которые не отсекаются с помощью одного только граничного значения  $V_{sh}$ , возможно, дополнительно потребуется использовать граничное значение пористости.

Когда данные керна недоступны, выявить наилучший критерий для выделения коллектора на диаграмме гамма-каротажа иногда помогает график зависимости данных ГК от данных плотностного каротажа. Типичное поведение этого графика показано на рис. 3.1.1.

С увеличением содержания глины в поровом пространстве, сопровождающимся ростом показаний гамма-каротажа, плотность будет возрастать до точки, в которой доступный для свободных флюидов объем порового пространства достигает нуля. После этой точки количество глины может продолжать увеличиваться, пока пласт на 100% не будет состоять из глины, однако плотность его будет меняться очень незначительно (в зависимости от вариаций плотности между кварцем и глиной). Поэтому правильной точкой для граничного значения является точка, в которой происходит изменение наклона, соответствующее нулевой эффективной пористости.

Если в нефтеносной породе присутствуют радиоактивные минералы, получение  $V_{sh}$  только на основе данных ГК невозможно. В таких пластах рекомендуется использовать исключительно граничное значение коэффициента пористости. В случае тонкослоистых пластов использование граничных значений  $V_{sh}$  или пористости может привести к тому, что весь пластовый интервал будет расценен как неколлектор. В этой ситуации рекомендуется вообще не пользоваться никакими граничными значениями. Подход Арчи здесь больше неприменим, и необходимо привлечение более совершенных методов.

### 3.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРА



**Рис. 3.1.1.** Определение граничных значений для коллектора с помощью графика «ГК — плотность»

В большинстве случаев расчет пористости пласта рекомендуется производить на основе данных плотностного каротажа с соответствующим выбором плотности флюида. Однако при этом необходимо калибровать полученные результаты по данным стандартного анализа керна, исправленным за пластовые условия. Для приведения в соответствие с глубинами каротажных диаграмм данные кернового анализа должны быть сдвинуты по глубине и нанесены на график вместе с расчетными значениями пористости. Для определения соответствующего значения плотности для данной породы-коллектора измерения плотности зерен керна должны быть представлены в виде гистограммы. Следует отметить, что не нужно включать в анализ образцы керна, которые явно относятся к интервалам, не попадающим в продуктивный коллектор. Гистограмма позволяет получить среднюю плотность зерен, а также демонстрирует степень разброса ее значений.

Следующий шаг — построение зависимости пористости по данным кернового анализа, приведенной к пластовым условиям, от плотности по данным каротажа (см. рис. 3.2.1).

Когда пористость по данным кернового анализа равна нулю, плотность должна быть равна по величине плотности скелета керна. Когда же пористость равна единице, плотность должна соответствовать плотности флюида. Стандартная процедура заключается в проведении прямой

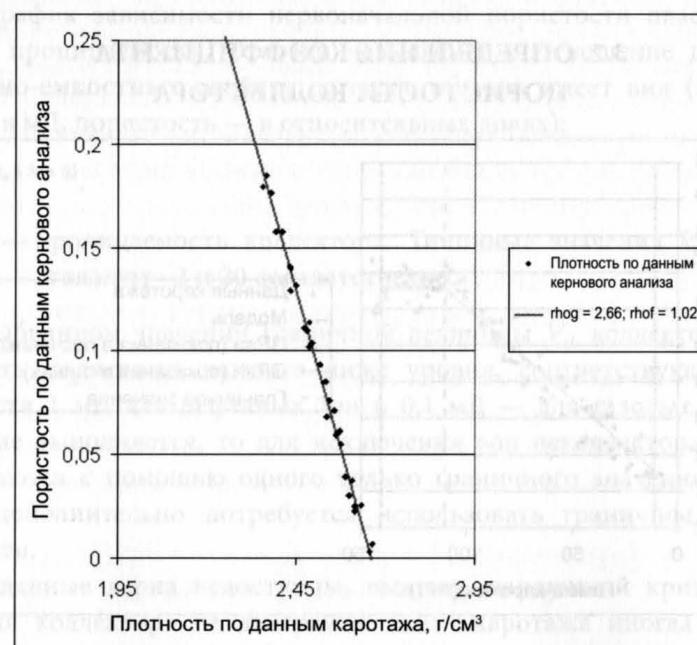


Рис. 3.2.1. Калибровка пористости по данным кернового анализа

линии через массив данных таким образом, чтобы была учтена полученная плотность скелета породы, после чего эта прямая экстраполируется к точке, в которой пористость по данным кернового анализа равна единице, и, таким образом, позволяет определить соответствующую плотность флюида. Отметим, что это должно делаться отдельно для газо-, нефте- и водонасыщенного интервалов разреза. Теоретически полученные таким образом плотности флюидов должны приближаться к результатам оперативных анализов. Возможные различия могут быть вызваны следующими причинами:

1. Незначительными погрешностями в калибровке данных плотностного каротажа.
2. Влиянием определенных химических реагентов, входящих в состав бурового раствора (например, барита), на поведение диаграммы плотностного каротажа.
3. Пониженным или повышенным проникновением в пласт фильтрата по сравнению с предполагаемым.
4. Проблемами с лабораторными измерениями плотности пород или с приведением к пластовым условиям образцов керна.

Какой бы ни была причина полученных средних значений плотности флюидов, комбинация предполагаемых плотностей зерен и флюидов, используемая на диаграмме плотностного каротажа, будет по крайней мере обеспечивать соответствие пористости по каротажу и плотности породы по керну. Когда значения плотности флюидов являются аномальными, возможно, стоит использовать их только в данной скважине и только на интервале отбора керна. Однако если значения плотностей согласуются с ожидаемыми, они могут смело использоваться в других скважинах, параметры бурения которых были аналогичными.

### 3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ МЕТОДОМ АРЧИ

В модель Арчи должны быть включены измеренные методами SCAL коэффициенты цементации ( $m$ ) и насыщенности ( $n$ ). При измерениях параметра  $m$  образцы насыщаются соленой водой с минерализацией, эквивалентной минерализации пластовой воды и измеряемым при каротаже сопротивлению. Путем построения зависимости логарифма параметра пористости, определяемого соотношением  $\log(F) = \log(R_o/R_w)$ , от логарифма пористости в соответствии с моделью Арчи получают:

$$\log(F) = -m \times \log(\phi), \quad (3.3.1)$$

где  $R_o$  — удельное сопротивление водонасыщенного образца керна;

$F$  — параметр пористости (*formation resistivity factor*);

$R_w$  — удельное сопротивление модели пластовой воды.

Наклон этой прямой определяет значение параметра  $m$ . Чем выше будет используемое значение  $m$ , тем выше расчетное значение водонасыщенности  $S_w$ , и наоборот.

При измерениях параметра  $n$  образцы насыщаются соленой водой, после чего из них вытесняют воду с помощью воздуха или керосина и измеряют удельное сопротивление  $R_t$  в зависимости от  $S_w$ . Путем построения зависимости логарифма индекса удельного сопротивления (параметр насыщения), определяемого соотношением  $\log(I) = \log(R_t/R_o)$ , от  $\log(S_w)$  в соответствии с моделью Арчи получают:

$$\log(I) = -n \times \log(S_w). \quad (3.3.2)$$

Наклон этой прямой определяет значение параметра  $n$ . Чем выше используемое значение  $n$ , тем выше расчетное значение  $S_w$ , и наоборот. Аномально высокие значения  $n$  (выше 2,5) могут являться признаком смешанной или гидрофобной системы и требовать проведения дальнейших исследований. Низкие значения  $n$  соответствуют высокопористой проницаемой гидрофильтральной породе.

После того как  $m$  и  $n$  определены, уже нельзя свободно выбрать  $R_w$ , если требуется рассчитать сопротивление для заведомо водонасыщенного пласта. Если благодаря исследованию проб пластовой воды ее минерализация хорошо известна, то иногда возникает дилемма, на какую величину в большей степени следует полагаться —  $m$  или  $R_w$ . Зачастую истинной причиной этого расхождения является погрешность расчета пористости. Однако если пористость хорошо известна, приходится делать выбор между изменением  $m$  и  $R_w$ . Никогда не мешает еще раз внимательно взглянуть на результаты измерений показателя цементации и оценить, насколько велик разброс полученных данных, и действительно ли надежным является выбранное значение  $m$ . Если эти измерения выполнены на образцах из нефтенасыщенной части резервуара, то они могут оказаться непредставительными для водонасыщенной его части из-за влияния диагенетических процессов. Однако нельзя исключать и того, что по приведенным в главе 2 (раздел 2.5) причинам ненадежным является значение  $R_w$ .

Что касается используемого значения  $R_t$ , необходимо решить, заметно ли сказывается на показаниях прибора каротажа сопротивления влияние проникновения бурого раствора или влияние вмещающих пород. Для скважины, бурение которой осуществлялось с применением бурого раствора на нефтяной основе (oil-based mud, ОВМ) в мощных нефтеносных пластах, я порекомендовал бы использовать данные каротажа сопротивления большого зонда. Когда же влияние проникновения или влияние вмещающих пород оказываются значительными, то, на мой

взгляд, лучше привлекать для анализа зависимость «насыщенность — высота» вместо модели Арчи.

Если все же принято решение попытаться учесть влияние данных эффектов на сопротивление, с этой целью можно использовать полученные от подрядчика комплекты палеток, позволяющих оценить и ввести необходимые поправки, или же использовать соответствующие компьютерные вычислительные алгоритмы. Помните, что введение таких поправок в равной степени актуально и для водонасыщенной части пласта, если для определения  $t$  и  $R_w$  используется график Пикетта.

### 3.4. КОЭФФИЦИЕНТ ПРОНИЦАЕМОСТИ КОЛЛЕКТОРА

При окончательной оценке пластов-коллекторов для ввода данных в статические и динамические модели обычно требуется каротажная диаграмма проницаемости и ее средние значения по отдельным зонам. Используя соотношение для фильтрационно-емкостных свойств, описанное в разделе 3.1, и диаграмму каротажа пористости, можно относительно просто получить диаграмму проницаемости. Однако полученную диаграмму необходимо тщательно исследовать на всех интервалах, для которых проницаемость принимает аномально высокие значения. Проницаемость большинства песчаников не превышает 1500 мД, хотя высококачественные пласти с пористостью выше 35% могут иметь проницаемость и до 4000 мД. Если необходимо, используйте максимальное значение, ограничивающее проницаемость, на уровне, согласующемся с данными кернового анализа. В интервалах неколлекторов проницаемости обычно присваивается очень низкое значение (например, 0,001 мД). Расчетные значения проницаемости не должны противоречить величинам, рассчитанным на основе данных из других источников, таких как пластоиспытатель, зонд ЯМК (ядерного магнитного каротажа) или эксплуатационные испытания скважины.

Средние по зонам значения проницаемости могут быть трех типов: арифметическое, геометрическое и гармоническое. Арифметическое среднее вычисляется по формуле:

$$k_{arith} = \sum k_i \times h_i / \sum h_i \quad (3.4.1)$$

Отсюда, если зона имеет толщину 50 фут и охватывает сто значений  $k$  с шагом 0,5 фут, среднее значение будет простой суммой ста значений, деленной на 100. Это среднее целесообразно использовать в том случае, если фильтрация флюидов в коллекторе имеет то же направление, что и плоскости напластования. Тонкие непроницаемые прослои будут оказывать на среднее значение лишь очень незначительное влияние.

Геометрическое среднее вычисляется по формуле:

$$k_{geom} = \exp(\sum \log(k_i) \times h_i / \sum h_i). \quad (3.4.2)$$

Фактически здесь рассчитывается среднее значение логарифмов отдельных  $k$ , от которого затем берется экспонента. Это среднее целесообразно использовать в том случае, если фильтрация в коллекторе частично направлена по напластованию, а частично — по нормали к напластованию. Непроницаемые прослои оказывают некоторое влияние на зональное среднее значение проницаемости, но не ликвидируют его по своей сути.

Гармоническое среднее вычисляется по формуле:

$$K_{harm} = 1 / (\sum (h_i / k_i) / \sum h_i). \quad (3.4.3)$$

Фактически здесь рассчитывается среднее значение величин, обратных проницаемости, которое затем само инвертируется в обратное. Это среднее целесообразно использовать, если поток в коллекторе направлен по нормали к плоскости напластования. В этом случае непроницаемые прослои оказывают полностью доминирующее влияние на зональное среднее значение.

В зависимости от используемого метода усреднения петрофизик может получить сильно различающиеся результаты. Как правило, арифметическое среднее бывает по крайней мере в 10 раз выше, чем гармоническое, тогда как геометрическое занимает между ними промежуточное положение.

Следует отметить, что в горизонтальных скважинах наблюдается дополнительный эффект, связанный с тем, что  $k_v/k_h$  в микроскопическом масштабе обычно меньше 1. Этот эффект можно оценить следующим образом. Допустим,  $\alpha = k_v/k_h$ , где  $k_v$  — проницаемость вертикальной скважины, а  $k_h$  — горизонтальной. Можно показать, что для среднего значения проницаемости ( $k_{av}$ ), приходящегося на ствол скважины и частично определяемого  $k_v$ , а частично —  $k_h$ , справедливо выражение:

$$k_{av} = (k_h / 2 \times \pi) \times \int_0^{2\pi} \sqrt{\cos^2(\theta) + \alpha \times \sin^2(\theta)} d\theta = k_h \times (1 + \alpha) / 2.$$

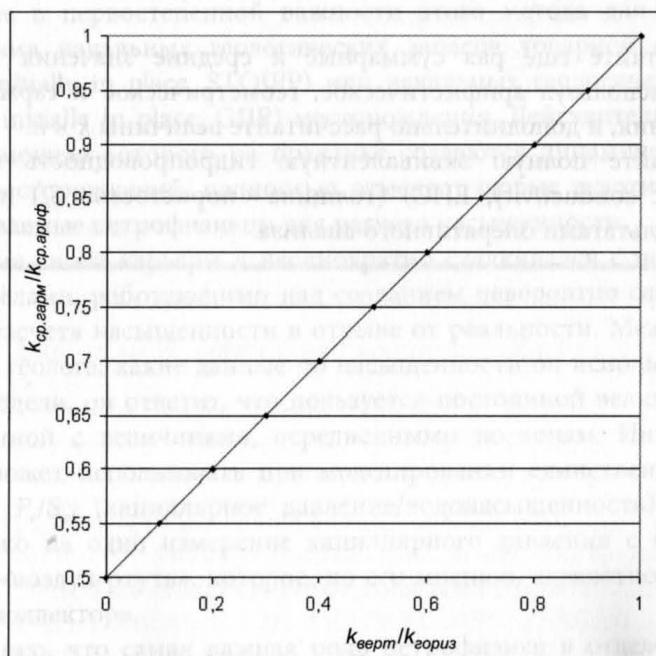
Результат для различных значений  $\alpha$  приведен на рис. 3.4.1.

В рамках динамической модели параметр  $k_v/k_h$  обычно принимается для резервуара в целом. Его типичные значения находятся между 0,1 и 0,3. Из рисунка 3.4.1 видно, что значения проницаемости, определяемые из соотношения для фильтрационно-емкостных свойств, для горизонтальных скважин требуют корректировки, даже если пласт представляется однородным.

Задаваемые в моделях зональные средние значения обычно принято дополнять произведением  $k \times h$ , где  $h$  — толщина зоны, поскольку именно оно имеет отношение к потоку, создаваемому при испытаниях скважины.

Когда значения  $k \times h$ , установленные с помощью каротажных диаграмм, сравниваются с соответствующими значениями, измеренными при испытаниях скважины, часто результат, полученный с использованием арифметического среднего, оказывается выше результата, полученного при испытании. Это происходит по следующим причинам:

- Не вся перфорированная зона вносит свой вклад в образование потока, и фактическое значение  $h$  меньше, чем то, которое прогнозировалось петрофизическими расчетами.
- Часть потока не параллельна плоскости напластования.
- В промежутке между каротажем необсаженной скважины и пробной эксплуатацией произошло загрязнение призабойной части продуктивного пласта (так называемый скрин-эффект). Несмотря на то что при анализе испытаний скрин-эффект рассматривается как величина, отдельная от  $k \times h$ , он может определенным образом влиять на приведенное расчетное значение  $kh$ .
- Возникновение эффектов относительной проницаемости, таких как закупоривание пор газом, выделяющимся из нефти, делающее неприменимой в пластовых условиях полученную в лаборатории водопроницаемость пород.



**Рис. 3.4.1.** Влияние  $k_{верт} / k_{гориз} < 1$  на среднюю проницаемость в горизонтальной скважине

Для реальных коллекторов различие между проницаемостью по данным каротажа и испытания скважины — неизбежное явление, которое не обязательно свидетельствует о непригодности значений проницаемости, используемых в статических и динамических моделях. На практике соответствие прогнозных дебитов технологическим показателям разработки достигается посредством настройки модели в соответствующей программе, где значения проницаемости могут быть отрегулированы либо по всей модели в целом, либо для окрестностей каждой конкретной скважины.

### Упражнение 3.1. Детальная оценка скважины Test 1

На основе данных, приведенных в приложении 2:

1. Пересмотрите, если необходимо, свои критерии выделения коллектора.
2. Откалибруйте данные плотностного каротажа по данным пористости на основе анализа керна. Используйте предположение о том, что эффективное давление в пласте составляет 2000 фунт/дюйм<sup>2</sup>.
3. Получите соотношение для фильтрационно-емкостных свойств.
4. Получите для дальнейшего использования уточненные значения  $m$  и  $n$ .
5. Пересчитайте еще раз суммарные и средние значения проницаемости, используя арифметическое, геометрическое и гармоническое осреднения, и дополнительно рассчитайте величины  $k \times h$ .
6. Рассчитайте полную эквивалентную гидропроводность (equivalent hydraulic conductivity, EHC) (толщина  $\times$  пористость  $\times S_h$ ) и сравните ее с результатами оперативного анализа.

# АНАЛИЗ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ ВЗАИМОСВЯЗИ ЕГО НАСЫЩЕННОСТИ И ВЫСОТЫ

Причиной того, что настоящая глава предшествует описанию других современных подходов к интерпретации данных, является мое глубокое убеждение в первостепенной важности этого метода для корректного определения начальных геологических запасов товарной нефти (stock tank oil initially in place, STOIP) или начальных геологических запасов газа (gas initially in place, GIIP) месторождения. Действительно, этот метод, с помощью которого на практике создаются динамические модели многих месторождений, полностью отменяет любые экзотические модели, создаваемые петрофизиком для расчета насыщенности.

За время своей карьеры я неоднократно сталкивался с петрофизическими отделами, работающими над созданием невероятно сложных моделей для расчета насыщенности в отрыве от реальности. Между тем, если спросить геолога, какие данные по насыщенности он использует в статической модели, он ответит, что пользуется постоянной величиной, никак не связанной с величинами, осредненными по зонам. Инженер-разработчик может использовать при моделировании единственную таблицу значений  $P_c/S_w$ , (капиллярное давление/водонасыщенность), опирающуюся только на одно измерение капиллярного давления с применением системы «воздух-ртуть», которое, по его мнению, адекватно в целом для данного коллектора.

Я полагаю, что самая важная роль петрофизика в отделе разработки заключается в том, чтобы обеспечить для статических и динамических моделей такую зависимость «насыщенность — высота», которая пред-

ставляла бы собой наилучшую из возможных комбинацию данных кернового анализа и каротажа в сочетании с его (петрофизика) здравым суждением. На мой взгляд, такая функция наряду с высотой (которая может быть непосредственно связана с  $P_c$ ) в качестве входных переменных должна использовать как пористость, так и проницаемость.

Существует множество различных функций, используемых для описания поведения капиллярных каналов в породах. Мне приходилось использовать многие из них, однако я обнаружил, что все же наиболее используемой является  $J$ -функция Леверетта (*Leverett*). Поэтому ниже я предлагаю описание того, как эта функция может быть выведена для коллектора на основе данных кернового анализа и каротажа. Эта функция может быть определена следующим образом:

$$S_w = S_{wirr} + a \times J^b; \quad (4.1)$$

$$J = P_c \times \left[ \sqrt{(k/\phi)} \right] / (\sigma \cos(\theta)); \quad (4.2)$$

$$P_c = (\rho_{wirr} - \rho_h) \times h \times 3,281 \times 0,433, \quad (4.3)$$

где  $S_{wirr}$  — неснижаемая водонасыщенность;

$\rho_{wirr}$  — плотность пластовых вод, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_h$  — плотность углеводорода, г/см<sup>3</sup>;

$P_c$  — капиллярное давление, фунт/дюйм<sup>2</sup>;

$k$  — проницаемость, мД;

$\phi$  — пористость (в долях единицы);

$\sigma$  — натяжение на поверхности раздела между углеводородом и водой, дин/см<sup>2</sup>;

$\theta$  — краевой угол смачивания между углеводородом и водой, градусы;

$h$  — высота над уровнем свободной воды (free water level, FWL), м.

Константы  $a$  и  $b$  должны адаптироваться к конкретным данным.

Заметим, что единицы измерения здесь не играют особой роли, поскольку повсюду они используются согласованно. Скажем, если давление использовать в барах, а не в фунт/дюйм<sup>2</sup>, это выразится в изменении значений констант  $a$  и  $b$ , однако результаты при этом не изменятся.

## 4.1. АНАЛИЗ КАПИЛЛЯРНОГО ДАВЛЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА

Результаты измерений  $P_c$  в рамках программы *SCAL* обычно представляются в виде таблицы 4.1.1.

При этом числа в таблице представляют собой значения водонасыщенности  $S_w$ . Заметим, что измерения выполняются одним из тех методов, в которых не прибегают к использованию реальных пластовых флюидов. Для получения средней  $J$ -функции выполните следующие действия. Пусть:

$$S_{wr} = S_w - S_{wirr} \quad (4.1.1)$$

1. Преобразуйте приведенную выше таблицу в таблицу зависимости  $J$  от  $S_{wr}$ . Установите значение  $S_{wirr}$  на 0,01 ниже самой низкой водонасыщенности, встречающейся где бы то ни было в коллекторе по данным кернового анализа или каротажа. Для получения  $J$  используйте табличные значения  $k$  и  $\phi$  (проницаемости и пористости). Для поверхностного натяжения и краевого угла смачивания используйте данные таблицы 4.1.2 в зависимости от типа измерения.

**Таблица 4.1.1**

**Пример кривых капиллярного давления при дренировании, полученных на основе кернового анализа**

$P_d$ фунт/дюйм $^2$							
$\phi$	K	3	10	25	50	125	200
0,078	0,347	0,850	0,783	0,614	0,491	0,386	0,352
0,084	0,992	0,839	0,745	0,525	0,386	0,295	0,269
0,100	2,828	0,763	0,488	0,371	0,281	0,233	0,210
0,096	8,782	0,659	0,353	0,261	0,216	0,201	0,200
0,107	18,350	0,548	0,304	0,218	0,170	0,164	0,165
0,108	11,609	0,651	0,325	0,237	0,198	0,191	0,193
0,123	42,215	0,457	0,270	0,180	0,158	0,155	0,155
0,125	60,976	0,566	0,348	0,258	0,241	0,204	0,200
0,126	157,569	0,377	0,225	0,147	0,127	0,121	0,120

**Таблица 4.1.2**

**Типичные значения поверхностного натяжения на поверхности раздела и краевого угла смачивания для лабораторных условий**

	$\sigma$ (мН/м)	$\cos(\theta)$
Воздух/ртуть	480	0,765
Воздух/пластовая вода	72	1,0
Керосин/пластовая вода	48	0,866
Воздух/керосин	24	1,0

2. Постройте график зависимости  $\log(J)$  от  $\log(S_{w_r})$ . Точки пересечения с осями и угол наклона прямой определяют значения констант  $a$  и  $b$  (рис. 4.1.1).

Значения  $S_{wirr}$ ,  $a$  и  $b$  — это практически вся информация, необходимая для построения функции «насыщенность — высота» при заданных значениях пористости и проницаемости. Зачастую с помощью величин  $k$  и  $\phi$ , полученных по образцам кернов, строят специальную зависимость «пористость — проницаемость» (рис. 4.1.2). Такая зависимость должна иметь следующий вид:

$$k = 10^{(ka + kb \times \phi)}. \quad (4.1.2)$$

При построении  $J$ -функции необходимо использовать значения  $\sigma$  и  $\theta$ , соответствующие условиям данного коллектора. Поскольку эти значения, как правило, неизвестны, рекомендуется использовать данные таблицы 4.1.3.

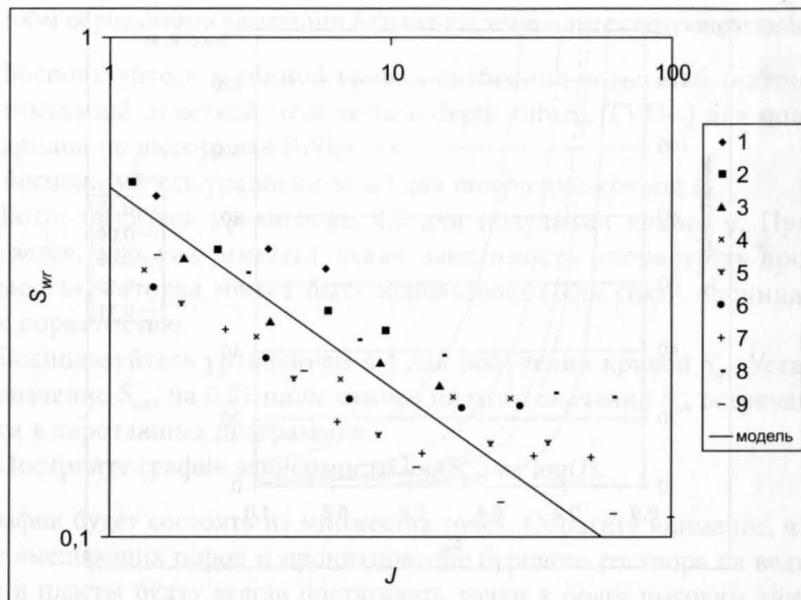
После того как такая зависимость определена, можно построить набор характерных кривых «насыщенность — высота» в диапазоне значений пористости, типичном для данного коллектора (см. рис. 4.1.3).

Эти кривые в виде таблиц  $P_c/S_w$ , соответствующих разным классам пористости, могут передаваться непосредственно инженеру-разработчику для использования в моделировании. Если геолог хочет использовать среднее значение  $S_w$  в статической модели, кривые должны быть усреднены по высоте реального столба для каждого конкретного класса пористости. Лучше, однако, получить от геолога таблицу «площадь-высота» и задать кривым весовые коэффициенты в соответствии с их относительными площадями при данной высоте. Иначе, поскольку у большинства коллекторов подошва шире свода, это может привести к завышению среднего значения водонасыщенности.

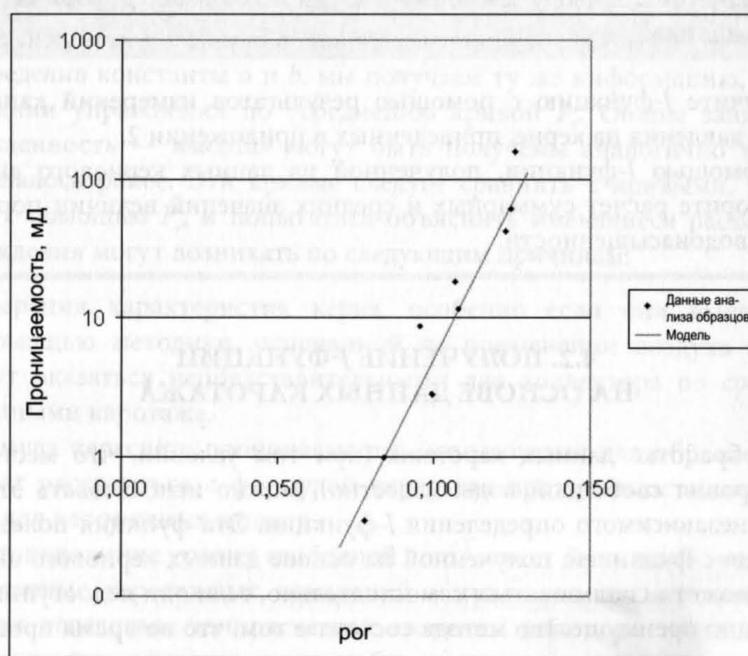
Если в коллекторе над нефтяной частью залежи находится газовая, с помощью соответствующих значений  $\sigma$ ,  $\theta$ ,  $\rho_h$  и  $\rho_w$  сформируйте два набора таблиц — один для системы «нефть-вода», а другой для системы «газ-вода».

**Таблица 4.1.3**  
**Типичные величины поверхностного натяжения и краевых**  
**углов смачивания для пластовых условий**

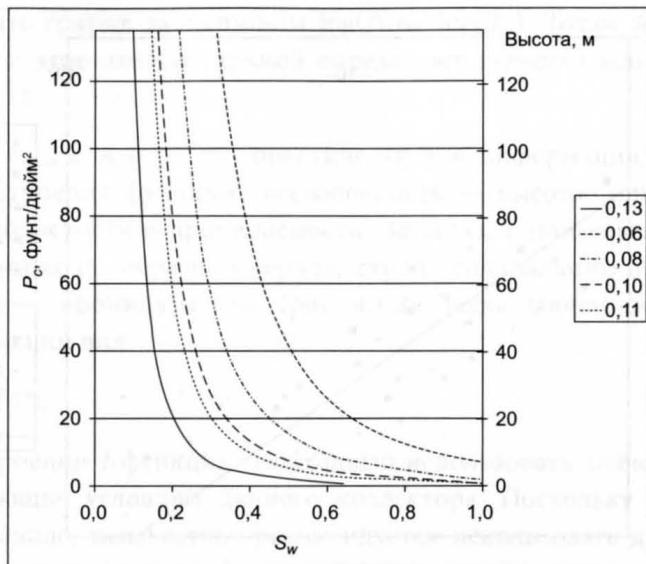
	$\sigma, \text{дин}/\text{см}^2$	$\cos(\theta)$
Газ/вода	50	1,0
Нефть/вода	30	0,866



**Рис. 4.1.1.** Уточнение  $J$ -функции по данным кернового анализа



**Рис. 4.1.2.** Зависимость «пористость-проницаемость» образцов керна, исследованных методом капиллярного давления



**Рис. 4.1.3.** Общий вид кривых «насыщенность — высота», полученных с использованием  $J$ -функции

### Упражнение 4.1. Получение $J$ -функции на основе данных кернового анализа

1. Получите  $J$ -функцию с помощью результатов измерений капиллярного давления на керне, приведенных в приложении 2.
2. С помощью  $J$ -функции, полученной из данных кернового анализа, повторите расчет суммарных и средних значений величин пористости и водонасыщенности.

## 4.2. ПОЛУЧЕНИЕ $J$ -ФУНКЦИЙ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ КАРОТАЖА

При обработке данных каротажа (при том условии, что местоположение уровня свободной воды известно), можно использовать этот метод для независимого определения  $J$ -функции. Эта функция полезна для сравнения с функцией, полученной на основе данных кернового анализа, а также может использоваться самостоятельно, если они недоступны.

Еще одно преимущество метода состоит в том, что во время процедуры адаптации имеется возможность исключить влияние тонкой слоистости и проникновения фильтрата в пласты, построив графики связи водонасыщенности с глубиной на основе данных плотностного каротажа.

Чтобы осуществить адаптации  $J$ -функции, выполните следующие действия:

1. Воспользуйтесь глубиной уровня свободной воды и абсолютной вертикальной отметкой (true vertical depth subsea, TVDss) для получения кривой по высоте над FWL.
2. Воспользуйтесь уравнением 4.3 для получения кривой  $P_c$ .
3. Воспользуйтесь уравнением 4.2 для получения кривой  $J$ . Предполагается, что уже имеется некая зависимость «пористость-проницаемость», которая может быть использована для связи проницаемости с пористостью.
4. Воспользуйтесь уравнением 4.4 для получения кривой  $S_{wr}$ . Установите значение  $S_{wirr}$  на 0,01 ниже самого низкого значения  $S_w$ , встречающегося в каротажных диаграммах.
5. Постройте график зависимости  $\log(S_{wr})$  от  $\log(J)$ .

График будет состоять из множества точек. Обратите внимание, что влияние вмещающих пород и проникновение бурового раствора на водной основе в пласты будут всегда подтягивать точки к более высоким значениям  $S_{wr}$ . При этом на точках из мощных пластов, где имеет место меньшее проникновение, эти эффекты будут сказываться в значительно меньшей степени. Поэтому, подгоняя константы  $a$  и  $b$  таким образом, чтобы модель следовала фронту массива точек, можно эффективно корректировать и влияние тонкой слоистости, и влияние проникновения бурового раствора.

Определив константы  $a$  и  $b$ , мы получаем ту же информацию, что и по окончании упражнения по усреднению кривой  $P_c$ . Общие зависимости «насыщенность — высота» могут быть получены аналогично тому, как это делалось ранее. Эти кривые следует сравнить с кривыми, полученными с помощью  $P_c$ , и попытаться объяснить имеющиеся расхождения. Расхождения могут возникать по следующим причинам:

- Измерения характеристик керна, особенно если они выполняются с помощью методики, основанной на применении воздуха и ртути, могут оказаться непредставительными для коллектора по сравнению с данными каротажа.
- Формула пересчета проницаемости, используемая для образцов керна, может расходиться с формулой пересчета проницаемости, используемой для каротажных данных.
- Местоположение уровня свободной воды может быть ошибочным.
- На данные каротажных измерений могут повлиять неучтенные эффекты, вследствие чего расчетные значения либо пористости, либо насыщенности могут оказаться ошибочными.
- До момента каротажа могло иметь место вытеснение углеводородов в районе данной скважины (или скважин).

В случаях, когда расхождения объяснить не удается, можно считать разумным подход, при котором наиболее пессимистический набор функций принимается в качестве низшей границы, наиболее оптимистический набор — в качестве верхней, а посредине между ними строится базовая линия.

После определения функции, описывающей базовую линию, для пересчета значений насыщенности следует в обратном направлении с помощью *J*-функции повторно интерпретировать каротажные данные. Учитывая, что эта функция использует только кривые для высоты над уровнем свободной воды, пористость и проницаемость в качестве входных данных (полученных из диаграммы плотностного каротажа), результаты могут оказаться неожиданными. Имея опыт применения данной методики для более чем 20 залежей, я всегда удивлялся тому, как логично выглядят результаты и насколько хорошо они зачастую соответствуют значениям  $S_w$ , полученным на основе данных каротажа сопротивления, за исключением тонких прослоев, где значение  $S_w$  по данным каротажа сопротивления обычно бывает слишком завышено. Диаграмма плотностного каротажа в вертикальном направлении обычно имеет разрешение 1 фут, намного превосходящее разрешение индукционного или бокового каротажа. Результатирующее увеличение средней нефте- или газонасыщенности составляет, как правило, порядка 20%.

Я полагаю, что хорошо откалиброванная *J*-функция Леверетта, приводящая в соответствие друг с другом надежные каротажные данные по насыщенности и данные кернового анализа, представляет собой наилучший возможный способ расчета насыщенности коллектора и передачи этой информации в статические и динамические модели. Следует также осознавать, что в случае, когда данные кернового анализа надежны, но местоположение уровня свободной воды неизвестно, эта функция может быть использована для прогнозирования глубины уровня свободной воды, исходя из каротажных данных по насыщенности. Вообще говоря, сам я не достиг особых успехов в применении этого метода, но он, возможно, заслуживает дальнейшего исследования.

#### **Упражнение 4.2. Получение *J*-функции на основе данных каротажа**

- Для получения *J*-функции на основе данных каротажа используйте результаты выполнения упражнений 2.1 и 3.1.
- Проведите повторный расчет суммарных и средних значений с помощью *J*-функции, полученной на основе данных каротажа.
- Которую из двух функций: полученную на основе кернового анализа или на основе данных каротажа, — вы рекомендуете использовать для будущего определения STOIP? На чем основано это предпочтение?

# СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

## 5.1. АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК ГЛИНИСТОГО ПЕСЧАНИКА

Наличие глин в пласте усложняет аналитическую работу петрофизика, поскольку, как правило, они имеют высокую электропроводность и снижают электрическое сопротивление пород, насыщенных углеводородами. Кристаллы глины связывают воду, которая адсорбируется на их поверхности, а также катионы (например, натрия), окруженные гидратной водой. Это приводит к росту электропроводности глинистого песчаника, содержащего углеводороды, по сравнению с песчаником, в котором глины отсутствуют.

Использование уравнения Арчи для глинистого песчаника приводит к слишком высоким значениям водонасыщенности  $S_w$ , вследствие чего зоны, потенциально богатые углеводородами, могут быть не замечены. В прошлом предлагалось достаточно много уравнений для учета завышенной электропроводности, возникающей вследствие наличия дисперсных глин, снижающих сопротивление и приводящих к завышению величины  $S_w$  при использовании уравнения Арчи. Я планирую привести все эти уравнения, однако детально предлагаю исследовать только один метод, а именно модификацию метода Ваксмана-Смита (Waxman-Smit). Этот метод я успешно применял на нескольких месторождениях, и его преимущество состоит в том, что он не требует дополнительных исследований керна для калибровки модели (хотя эти данные и могут быть включены в нее).

$$S_w^{-n^*} = [(R_v/R_w) \times \phi^{m^*} \times (1 + R_w B Q_v / S_w)], \quad (5.1.1)$$

где  $B$  — константа, относящаяся к температуре, а  $Q_v$  — катионообменная емкость удельного объема порового пространства. Здесь  $m^*$  и  $n^*$  имеют тот же самый смысл, что и в методе Арчи, но получают их другими методами исследования керна. Температура определяет добавочную проводимость глины (в омах) на единицу  $Q_v$  (в см<sup>3</sup>).

Уравнение, которое может быть использовано для связи  $B$  с температурой пласта и удельным сопротивлением воды  $R_w$ , было опубликовано Томасом (Thomas) и выглядит следующим образом:

$$B = (-1,28 + 0,255 \times T - 0,0004059 \times T^2) / (1 + (0,04 \times T - 0,27) \times R_w^{1,23}), \quad (5.1.2)$$

где  $T$  — температура в градусах Цельсия.

$Q_v$  (в мг-экв/ед. порового объема в см<sup>3</sup>) относится к катионообменной емкости глины (cation exchange capacity, CEC) (в мг-экв/100 г), измеряемой в лабораторных условиях.  $Q_v$  может быть получена из СЕС по формуле:

$$Q_v = \text{СЕС} \times \text{плотность} / (100 \times \phi). \quad (5.1.3)$$

СЕС может быть измерена методом химического титрования раздробленных образцов керна. Величина СЕС зависит от типа глины. Ее типичные значения для различных глин приведены в таблице 5.1.1.

Необходимо отметить, что данные исследований раздробленных образцов керна с большой степенью вероятности могут быть непредставительными, поскольку в процесс дробления проявляется гораздо больше типов катионного обмена, чем в пласте. Более того, мне никогда не удавалось связать  $Q_v$  с каким-либо параметром, полученным на основе данных каротажа (например, с пористостью,  $V_{sh}$ ).

Дополнительная неопределенность связана с коэффициентом  $B$ , получаемым, как правило, с помощью «стандартной» корреляции, которая

**Таблица 5.1.1**  
**Типичные свойства глины**

Тип глины	СЕС, мг-экв/100 г	Плотность зерен, г/см <sup>3</sup>	Водородный индекс
Каолинит	3—15	2,64	0,37
Иллит	10—40	2,77	0,09
Монтмориллонит	80—150	2,62	0,12
Хлорит	1—30	3,0	0,32

может быть, а может и не быть применима. Гораздо лучше подход, в рамках которого из каротажных данных для водонасыщенного песчаника с известными свойствами выводится комбинированный коэффициент  $BQ_v$ . Ниже я даю описание этого полезного метода. Прежде всего, делается предположение о том, что  $BQ_v$  удовлетворяет уравнению вида:

$$BQ_v = (\phi_c - \phi) / (C \times \phi). \quad (5.1.4)$$

Фактически это уравнение предполагает существование «чистой пористости» ( $\phi_c$ ) (clean porosity — пористость скелета породы), а дисперсная глина распределяется в поровом пространстве этого скелета, что приводит к уменьшению измеряемой на образцах пористости по отношению к скелетной. Предполагается также, что добавочная электропроводность  $BQ_v$  должна быть связана с этим пропорциональным уменьшением пористости через константу  $C$ .

Если уравнение 5.1.3 подставить в уравнение 5.1.1 и присвоить  $S_w$  значение 1 (для водонасыщенных песчаников), это уравнение приобретет следующий вид:

$$C_{wa} = \phi^{-m^*} / R_t = 1 / R_w + (\phi_c / C) \times (1/\phi - 1/\phi_c). \quad (5.1.5)$$

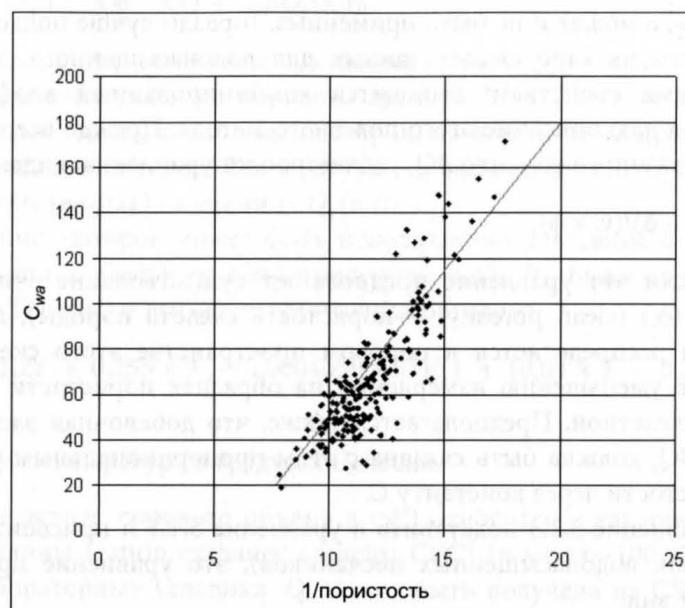
Следовательно, если для водоносных песчаников построить график  $C_{wa}$  в зависимости от  $1/\phi$ , точки должны ложиться на прямую линию:

- Значение  $C_{wa}$  в начале массива данных равно  $1/R_w$ .
- Значение  $(1/\phi)$  в начале массива данных равно  $1/\phi_c$ .
- Точки должны ложиться на прямую с наклоном  $(\phi_c/C)$ .

Отметим, что в отсутствие эффектов глинистости точки должны образовывать ровную горизонтальную линию, с помощью которой для  $C_{wa}$  можно получить значение  $1/R_w$ , если коэффициент  $C$  устремить в бесконечность. Если данные не образуют единого тренда, то этот метод можно считать непригодным. Пример графика с такими данными показан на рис. 5.1.1.

Этот график был построен в предположении, что  $m^* = 2,0$ . Из него можно определить, что:  $R_w = 0,05$  Омм;  $\phi_c = 0,13$  и  $C = 0,01$ . Используя предполагаемое значение  $n^*$ , можно рассчитать насыщенность методом Ваксмана-Смита в углеводородной части пласта.

Если доступны данные SCAL (special core analysis — специальный анализ керна), можно вывести  $m^*$  и  $n^*$  из экспериментальных данных, как это изложено ниже. При традиционном измерении показателя цементации ( $m$ ) параметр пористости ( $F$  — formation resistivity factor) наносится на график в зависимости от пористости ( $\phi$ ) в двойном логарифмическом масштабе. В рамках модели Арчи справедливо следующее соотношение:



**Рис. 5.1.1.** График  $C_{wa}/(1/\phi)$

$$F = (R_o/R_w) = \phi^{-m}, \quad (5.1.6)$$

где  $R_o$  — удельное сопротивление породы с водонасыщенностью 100%. Следовательно,  $\log(F) = -m \times \log(\phi)$ , и наклон этой прямой определяет значение величины  $m$ . Поскольку для уравнения Ваксмана-Смита соотношение  $F = \phi^{-m}$  явно не выполняется, необходимо ввести поправку. Пусть:

$$F^* = (1 + R_w B Q_v) \times F = \phi^{-m^*}. \quad (5.1.7)$$

Тогда, если построить график  $F^*$  в зависимости от параметра  $\phi$  в двойном логарифмическом масштабе, то по наклону графика можно будет определить значение параметра  $m^*$ .

Затем полученное значение  $m^*$  следует использовать вместе с  $R_i$  и  $\phi$  для расчета нового значения  $C_{wa}$ . Эта операция приведет к пересмотру значений  $R_w$ ,  $\phi_c$  и  $C$ . После этого наступает очередь пересмотра значения  $m^*$ . Обычно для схождения величины  $m \times$  к значению, которое удовлетворяет как графику  $C_{wa}/(1/\phi)$ , так и графику  $F^*/\phi$ , двух итераций бывает достаточно. Поскольку при низких значениях пористости  $F^*$  будет превышать  $F$  на большую величину, чем при высоких,  $m^*$  всегда будет выше, чем  $m$ . Как правило, если в результате измерений  $m$  получается равным 2,0, то  $m^*$  будет равно примерно 2,2. Аналогичная процедура выполняется для  $n^*$ . В соответствии с предположением модели Арчи:

$$I = (R_v/R_o) = S_w^{-n}. \quad (5.1.8)$$

Следовательно, если построить график  $\log(I)$  в зависимости от  $\log(S_w)$ , то его наклон определит значение  $n$ .

В случае модели Ваксмана-Смита необходимо получить величину  $I^*$ , задаваемую уравнением:

$$I^* = (1 + R_w B Q_v / S_w) \times I / (1 + R_w B Q_v) = S_w^{-n^*}. \quad (5.1.9)$$

Построение зависимости друг от друга функций  $\log(I^*)$  и  $\log(S_w)$  позволяет получить уточненный показатель насыщенности  $n^*$ . Как и в случае с  $m^*$ , показатель  $n^*$  всегда оказывается ниже, чем  $n$ , примерно на 0,2.

Значение насыщенности углеводорода не очень чувствительно к значению  $m^*$  при условии, если для калибровки значения  $R_w$  используется водонасыщенный песчаник. Следует отметить, что полученное значение  $R_w$  может не соответствовать той минерализации, которую получают при анализе воды, поступающей из пласта при опробовании и эксплуатации скважин. На это значение влияет не участвующая в притоке находящаяся в глине связанная вода, которая может оказаться более пресной, чем свободная. Поэтому величина  $R_w$ , как правило, оказывается выше ожидаемой.

Эффект от использования модели Ваксмана-Смита обычно оказывается существенным только для относительно высоких значений  $R_w$ . Это происходит потому, что множитель  $R_w B Q_v$  становится мал по сравнению с единицей, если  $R_w$  мало (высокоминерализованная вода). В этой ситуации расчетное значение  $S_w$  будет лишь слегка отличаться от соответствующего значения, рассчитанного на основе модели Арчи.

Отметим, что при использовании этого уравнения из-за того, что  $S_w$  появляется в обеих его частях, возникают определенные вычислительные проблемы. Эти проблемы легко преодолеваются следующим образом. Для начала сделайте предположение о том, что  $S_w$  в правой части уравнения 5.1.1 равно 1. Рассчитайте  $S_w$  и подставьте в правую часть уравнения его новое значение. Продолжайте эту процедуру до тех пор, пока в ходе последовательных итераций  $S_w$ , находящаяся в левой части уравнения, не перестанет изменяться более чем на 0,001. Обычно для этого бывает достаточно около пяти итераций.

Другой способ применения метода Ваксмана-Смита — так называемый метод нормированной  $Q_v$ , предложенный Иштваном Юхасом (*Istvan Juhasz*). Читателям рекомендуется прочесть соответствующую статью, опубликованную Обществом петрофизиков и интерпретаторов каротажных диаграмм, в которой подробно рассказывается об этом методе (см. ссылки). Ее сокращенный текст приводится ниже. Юхас показывает, что уравнение Ваксмана-Смита может быть преобразовано к виду:

$$S_w = [(\phi^{-m} / R_t) \times (S_w \times R_{wsh} \times R_w) / (Q_{vn} \times R_w + (S_w - Q_{vn}) \times R_{wsh})]^{1/m^*}, \quad (5.1.10)$$

где

$$Q_{vn} = V_{sh} \times \phi_{sh} / \phi; \quad (5.1.11)$$

$$1/R_{wsh} = \phi^{-m} / R_{sh}; \quad (5.1.12)$$

$R_{sh}$  — удельное сопротивление глины;

$\phi_{sh}$  — пористость глины.

Параметр  $m^*$  может быть определен с помощью графика зависимости  $\log(R_t)$  от  $\log(\phi)$  в водоносных глинистых пластах (не чистых пластиах), поскольку наклон его линии эквивалентен  $m^*$ . Параметры  $R_{wsh}$  и  $R_w$  могут быть определены из графика зависимости  $C_{wa}$  от  $Q_{vn}$ , поскольку точка пересечения оси  $C_{wa}$  линией графика для  $Q_{vn} = 0$  дает величину  $1/R_w$ , а для  $Q_{vn} = 1,0$  — величину  $R_{wsh}$ . Другие часто используемые уравнения:

### Модель «двойной воды»

$$1/R_t = S_w^2 / (F \times R_w) + B Q_v \times S_w / F \quad (5.1.13)$$

где

$$F = \phi^{-m}. \quad (5.1.14)$$

### Симандю (Simandoux)

$$S_w^n = A \times R_w \times \phi^{-m} \times \{1/R_t - V_{sh} \times S_w / R_{sh}\}, \quad (5.1.15)$$

где  $R_{sh}$  — удельное сопротивление глины.

### Индонезийское уравнение

$$S_w = R_t^{(-1/m)} \times \left\{ V_{sh}^{(10V_{sh}/2)} / \sqrt{R_{sh}} + \varphi^{(m/2)} / \sqrt{(A \times R_w)} \right\}^{(-2/m)}. \quad (5.1.16)$$

Поскольку модель Ваксмана-Смита удовлетворяет всем требованиям, которые я предъявляю к уравнению для глинистого песчаника (то есть она вводит проводимость глины, соотнесенную с количеством глины на каротажных диаграммах), мне очень редко в своей работе приходилось прибегать к другим уравнениям. Как уже говорилось в главе 3, я предполагал бы всегда получать насыщенность для определения начальных геологических запасов товарной нефти (stock tank oil initially in place, STOIPP) и начальных геологических запасов газа (gas initially in place, GIIP) с по-

мощью зависимости «насыщенность — высота», откалиброванной качественными измерениями параметров керна.

### Упражнение 5.1. Анализ параметров глинистого песчаника

1. Используя данные водонасыщенной части пласта в скважине test1, постройте зависимость  $BQ_v$  от пористости. Получите с помощью этого графика значение  $R_w$ .
2. Используя приведенные в приложении 2 данные кернового анализа, рассчитайте величины  $m^*$  и  $n^*$ .
3. Рассчитайте насыщенности с помощью уравнения Ваксмана-Смита и составьте новую таблицу суммарных и средних значений параметров пластов.
4. Как согласуются насыщенности, полученные методом Ваксмана-Смита, методом Арчи и методом анализа керна с привлечением  $J$ -функции?

## 5.2. КАРБОНАТЫ

Большинство методов интерпретации, описанных в предыдущих главах, хорошо работают и для карбонатных пластов. Однако плотность зерен, используемая для получения пористости из диаграммы плотностного каротажа, должна иметь другое значение. Для известняков ее наиболее распространенным значением является  $2,71 \text{ г}/\text{см}^3$ , хотя по возможности лучше выполнять ее непосредственные измерения на керне. Доломит и ангидрит характеризуются более высокой плотностью скелета породы (см. приложение 6). На многих месторождениях с высококачественными карбонатными коллекторами оценка коллекторов осуществляется проще, чем в случае песчаника, благодаря отсутствию проблемы глинистости. Пласти же при этом обычно бывают большей толщины. Вообще говоря, в этих условиях очень хорошо работает модель Арчи.

Однако за время моей деятельности мне приходилось работать и на таких низкопроницаемых газо- и нефтеносных карбонатных коллекторах, где нормальные методы не давали хороших результатов. Это я и хочу обсудить ниже. Типичные характеристики низкопроницаемых ( $<1 \text{ мД}$ ) карбонатных коллекторов:

- Пористость поддается оценке, но лишь в виде изолированных зон или каверн. Это хорошо бывает видно на примере мелоподобных коллекторов.

- Высоты капиллярного подъема и переходные зоны могут быть исключительно протяженными (до 100 м).
- Проницаемость скелета породы может быть чрезвычайно низкой, но скважина может фонтантировать благодаря присутствию в пласте естественных (или созданных механическим путем) трещин. Из-за того, что эти трещины могут быть причиной значительных поглощений промывочной жидкости при бурении, скважина может нуждаться в выносе наружу большого количества бурового раствора, прежде чем начнут фонтанировать углеводороды пласта.

Стратегия разработки такого месторождения зачастую предусматривает бурение горизонтальных скважин перпендикулярно ориентации естественных трещин, позволяющее оптимизировать добычу в скважинах. STOIP или GIIP будут связаны главным образом с пористостью скелета породы, но поступать в скважину нефть и/или газ будут через эти трещины. Следовательно, при отсутствии обширной системы трещин, обеспечивающих дренирование матрицы, скважины будут либо обводняться, либо очень быстро глохнуть.

Очевидно, что умение обнаруживать трещины и определять их ориентацию имеет чрезвычайно большое значение. Во время бурения бывает полезно контролировать уровень потерь и фиксировать глубины, на которых эти потери начинают происходить. Это может дать ценную информацию о наличии трещин. Нет нужды говорить о том, что меры, предпринимаемые при бурении для устранения потерь бурового раствора, должны гарантировать, что трещины не будут необратимо заглушены. К традиционным каротажным методам, способным обнаруживать трещины, относятся:

- Акустический каротаж (наличие пропуска циклов).
- Микрокаротаж (неустойчивое поведение при пересечении трещины прижимным башмаком каротажного зонда).
- Гамма-каротаж (пики, возникающие в тех местах, где трещины оказались заполненными радиоактивными минералами).
- Кавернометрия (сечение ствола буровой скважины стремится принять форму эллипса, главная ось которого направлена перпендикулярно к направлению действия тектонического напряжения).

Чтобы определить тип и ориентацию трещин, необходимо использовать средства визуализации (микросканеры). Приборы каротажа сопротивления предпочтительнее, поскольку позволяют легче отличать заполненные флюидом открытые трещины от сцементированных. Однако для этого подходят и ультразвуковые приборы, причем они представляют собой единственный возможный вариант при использовании бурового раствора на нефтяной основе.

Заметим, что естественные трещины стремятся ориентироваться в направлении максимума горизонтально направленного напряжения, существующего в данных отложениях. В частности, в областях, соседствующих со значительными тектоническими нарушениями разница между напряжениями, действующими в различных направлениях, может быть очень большой и способствующей растрескиванию пород. Бесценными для описания любых трещин могут оказаться керны, хотя необходимо позаботиться о том, чтобы исключить из рассмотрения техногенные трещины, возникшие в результате бурения. Необходимо также, чтобы совместно с керноотборником работало устройство для определения ориентации керна. После завершения анализа системы трещин полезно получить кривую плотности расположения трещин, которая может рассматриваться в качестве одной из каротажных диаграмм. Такая кривая может быть увязана с горизонтальной проницаемостью  $k_h$ , полученной в процессе испытания скважины и используемой для прогноза продуктивности будущих скважин при их вскрытии.

В отличие от коллекторов, находящихся в терригенных породах, карбонатные коллекторы хорошо поддаются кислотной обработке с помощью HCl либо совместно с гидроразрывом, либо без него. Однако такой вид обработки может влиять лишь непосредственно на призабойную зону, и не способен создать высокую проницаемость в более широкой области резервуара. Измерение давления и отбор проб в низкопроницаемых карбонатных коллекторах с помощью обычного пластиостателя на кабеле практически всегда является безуспешным. Чтобы получить хоть какую-то надежду на успех, необходимо использовать устройство пакерного типа, и даже тогда вероятность успеха, как правило, невысока.

В течение срока разработки месторождения, приуроченного к мелоподобным коллекторам, могут возникать осложнения, связанные с их уплотнением. Несмотря на то что оно обеспечивает дополнительный механизм поддержания пластового давления, на стадии проектирования их разработки, особенно особенно в шельфовой зоне, потребуются всесторонние исследования этой проблемы.

### 5.3. ПОЛИМИНЕРАЛЬНЫЕ (СТАТИСТИЧЕСКИЕ) МОДЕЛИ

Как указывалось в главе 2, наиболее предпочтаемым мной методом расчета пористости является диаграмма плотностного каротажа, использующая соответствующие плотности матрицы и флюида. Этот метод может оказаться крайне ошибочным, если в пласте в различных количествах присутствуют также и более тяжелые минералы. Мне приходилось работать на некоторых месторождениях, где породы коллектора содер-

жат различные количества известняка, мергеля, ангидрита, доломита, сидерита, пирита, кварца и глин, и традиционный подход с использованием детерминированных уравнений давал ненадежные результаты. В данной ситуации наилучшим решением является выбор полиминеральной (статистической) модели. Основные программы, использующие этот подход, работают следующим образом:

1. Определяются различные минералы и флюиды, которые должны быть включены в модель.
2. Пользователь определяет степень влияния каждого из этих минералов/флюидов на разнообразные параметры, измеряемые каротажными приборами.
3. Программа находит ту комбинацию объемных долей минералов и флюидов, которая наилучшим образом соответствует указанным пользователем разнообразным критериям и ограничениям, применяемым к значениям на каротажной диаграмме. Например:
  - относительная значимость (задание весового коэффициента) различных приборов;
  - погрешность измерений каждого прибора;
  - относительная насыщенность флюидов в зоне проникновения фильтрата по сравнению с незатронутой зоной;
  - относительные количества различных минералов;
  - изменение удельного сопротивления в зависимости от насыщенности флюидов (например, в моделях Арчи, «двойной воды», Ваксмана-Смита и т.д.).

Излишне говорить, что невозможно рассматривать количество минералов/флюидов, превышающее количество уравнений, соответствующих параметрам, регистрируемым используемыми приборами (хотя тот факт, что сумма всех объемных долей должна быть равна 1, фактически дает дополнительное уравнение).

В целом это выглядит как очень строгий подход к общепринятой детерминированной оценке, который следовало бы использовать в любом случае. Ниже приводятся причины, почему это не соответствует действительности:

1. Тот факт, что программа способна выполнять обратный расчет корректных значений каротажной диаграммы, не означает автоматическую корректность получаемых результатов. При ошибочном подборе минералов/флюидов или неточности оценки их свойств полученное решение может оказаться абсолютно ошибочным.
2. Программа не обладает способностью делать какие-либо глубокие умозаключения. Поэтому иногда можно получить «понемногу всего

и повсюду»: газ может оказаться под нефтью, нефть — под водой, и везде могут неожиданно появляться несоответствующие минералы. Чаще всего это происходит просто вследствие несовершенства ствола скважины, чем по какой-либо другой причине.

3. Недостаточно точно известны для многих минералов параметры, регистрируемые скважинными приборами в пластовых условиях. Поэтому приходится обращаться к стандартным таблицам свойств типичных минералов. Практика показывает, что изменение значения одного лишь параметра может оказать радикальное влияние на вычисляемую объемную долю данного минерала.
4. Значения пористости, полученные с помощью программы, как правило, опираются на комбинацию данных плотностного, нейтронного и акустического каротажа, а также на любое предположение об относительной насыщенности в зоне проникновения по сравнению с незатронутым пластом. Я сомневаюсь в точности полученного таким образом значения пористости.
5. В отличие от детерминированного подхода, где результирующая неопределенность пористости и насыщенности может напрямую определяться неопределенностью входных параметров, статистические программы реализуют подход «черного ящика», в котором подобную связь между входными и выходными данными установить невозможно.
6. Эти программы очень чувствительны к качеству каротажных данных и к помехам, накладывающимся на каротажные диаграммы. Если хотя бы одна диаграмма будет искажена, это повлияет на объемные доли компонентов модели и выходные данные могут оказаться совершенно ненадежными.

В целом же у меня создается впечатление, что в ряде случаев статистические модели обладают реальными преимуществами по сравнению с традиционными методами интерпретации. Хороший пример — песчаный продуктивный пласт, содержащий переменные количества сидерита и пирита. Программа также полезна в случае нормального песчаного коллектора с карбонатными, периодически появляющимися и исчезающими прослойями. В ситуациях, когда минералогические характеристики пласта недостаточно хорошо известны или каротажные диаграммы отличаются плохим качеством, я глубоко сомневаюсь в правильности получаемых на выходе данных. Мой собственный опыт говорит о том, что даже если ни одна из этих ситуаций не будет иметь места, необходимо сделать множество прогонов для исследования влияния малейших изменений на входные параметры, прежде чем может быть получено заслуживающее доверия решение.

Все основные каротажные подрядчики способны рекомендовать соответствующее программное обеспечение для статистического анализа, которое может использоваться как самими подрядчиками, так и непосредственно в офисе нефтяной компании. Значения типичных параметров различных минералов обычно встроены в программное обеспечение по умолчанию и поэтому здесь не приводятся.

## 5.4. ЯДЕРНЫЙ МАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ

Внедренный в практику в конце 1980 годов каротаж методом ядерного магнитного резонанса (NMR) привлек к себе огромный интерес, поскольку представлял собой абсолютно новый тип измерений, обеспечивший возможность прямого измерения пористости, дифференциации флюидов разных типов и определения относительных долей связанной в глине и свободной воды. В этом отношении он предложил решение одной из проблем, с которой время от времени сталкиваются петрофизики — анализ продуктивного пласта с низким удельным сопротивлением.

Ниже описан основной принцип, на котором построена работа прибора. Прибор реагирует только на ядра водорода (в воде, нефти и газе), находящиеся в поровом пространстве. Ядра водорода (по сути — просто протоны), находящиеся в поровых флюидах, обладают спином и магнитным моментом, на которые можно воздействовать внешним магнитным полем. В отсутствие ядерно-магнитного поля магнитные моменты ориентированы случайным образом. Под воздействием внешнего поля ( $B_0$ ) происходит процесс, в соответствии с которым ориентация ядер водорода изменяется таким образом, что часть их ориентируется в направлении действия приложенного поля  $H$ . Причина, почему все они немедленно не ориентируются по направлению поля, состоит в том, что два соседних ядра находятся в более низком энергетическом состоянии, когда они ориентированы в противоположных направлениях.

Ядра не ориентируются немедленно в направлении  $H$ , но их спины прецессируют вокруг направления  $B_0$  с частотой Лармора (Larmor):

$$\omega_{Larmor} = \gamma B_0$$

где  $\gamma$  — гиромагнитное отношение (42,58 МГц/Тл для водорода);  
 $B_0$  — напряженность земного геомагнитного поля, Тл.

Через некоторое время часть ядер «релаксирует» и ориентируется по направлению  $B_0$ . Результирующая намагниченность пласта  $M_v$  будет изменяться следующим образом:

$$M_v \propto (1 - \exp(-t/T_1)),$$

где  $T_1$  — время продольной релаксации.

В отсутствие каких-либо других полей, прикладываемых к горизонтальным магнитным составляющим, единичные ядра будут распределяться случайным образом и в сумме давать нулевую намагниченность.

Теперь посмотрим, что будет, если по истечении периода времени  $T_w$  (время ожидания) к ядрам приложить горизонтальное магнитное поле с частотой, равной частоте ларморовской прецессии. Горизонтальные магнитные моменты ядер начнут ориентироваться в направлении действия горизонтального импульса. Через время  $\tau$  (время задержки эхо-импульса) под углом  $180^\circ$  по направлению к  $B_0$  подается импульс ( $\pi$ ). Ядра начинают ориентироваться в противоположном направлении. Однако из-за различия их горизонтальных времен релаксации магнитный момент, создаваемый в противоположном направлении, будет иметь меньшее значение, чем во время первого импульса. Третий импульс опять подается в первоначальном направлении  $B_0$ , что, соответственно, приводит к еще меньшему увеличению момента. Этот процесс продолжается в течение ограниченного числа «эхо-импульсов», пока горизонтальный сигнал (который может детектироваться с помощью катушек прибора) не затухнет до нуля. Затухание горизонтального сигнала называется **поперечной релаксацией**, и детектируемая намагниченность (обозначаемая  $M_h$ , не учитывает диффузию) будет меняться согласно:

$$M_h = M_0 \times \exp(-t/T_2).$$

Эта импульсная схема известна под названием CPMG-возбуждения (Carr, Purcell, Meiboom, Gill — Kapp, Персэлл, Менбоом, Гилл). На практике не весь флюид в порах будет релаксировать в течение одного и того же времени  $T_2$ . Часть флюида, располагающаяся ближе к стенкам пор, будет релаксировать быстрее, чем часть, находящаяся в центре пор. Это значит, что существует ряд вкладов в  $M_h$ , каждый из которых затухает с различной скоростью. Кроме того, из-за диффузии в порах ядра, которые поначалу находились вдали от стенки, могут переместиться к стенке за то время, пока идут измерения, и вследствие этого релаксировать быстрее. Влияние этого эффекта на поведение  $M_h$  учитывается введением дополнительного множителя:

$$\exp(-t \times \gamma^2 \times D \times G^2 \times \tau^2/3),$$

где  $D$  — молекулярный коэффициент самодиффузии;

$G$  — градиент напряженности статического магнитного поля.

Отсюда полное выражение для  $M_h$ :

$$M_h = M_0 \times \exp(-t/T_2) \times \exp(-t \times \gamma^2 \times D \times G^2 \times \tau^2/3).$$

Поскольку разные флюиды (нефть, газ, вода) имеют разные значения  $D$ , то проведение измерений для различных значений  $\tau$  дает возможность различать типы флюидов. Это является основой так называемого метода временного анализа (time domain analysis, TDA). Предполагается, что влияние стенки поры на  $T_2$  определяется соотношением вида:

$$1/T_2 = 1/T_{2, bulk} + \rho \times S/V,$$

где  $T_{2, bulk}$  — время релаксации всей массы флюида,  $\rho$  — поверхностная релаксирующая способность,  $S/V$  — отношение поверхности поры к ее объему. Для сферических пор радиуса  $r$  значение  $S/V$  уменьшается до значения  $\rho \times 3/r$ .

Выражение для капиллярного давления  $P_c$  выглядит следующим образом:

$$P_c = 2\sigma \times \cos(\theta)/r.$$

Следовательно, можно показать, что если  $T_{2, bulk} \gg \rho r \times S/V$ , что соответствует случаю местонахождения вблизи стенки поры, то:

$$P_c \times T_2 = \sigma \times \cos(\theta)/1,5\rho.$$

Получено важное выражение, которое показывает, каким образом пороговое значение, отделяющее связанный флюид от свободного, определенное на основе  $P_c$ , может быть переведено в соответствующее пороговое значение для  $T_2$ . Оно является основой для получения обычно используемых пороговых значений  $T_2$ ; 33 мс для гидрофильтрных песчаников и 100 мс для карбонатов. Полученные 33 мс основаны на предположении, что поверхностная релаксирующая способность песчаников составляет 100 мкм/с. На самом деле релаксирующая способность может существенно варьироваться в зависимости от типа породы. Из литературы известен случай минимального достигнутого порогового значения, равного 14,4 мс. Вместе с тем при бурении песчаников с применением растворов на нефтяной основе максимальные пороговые значения достигали 200 мс.

Если соответствующее пороговое значение  $T_2$  не является константой, а зависит от фации, при определении точного значения проницаемости возникают серьезные проблемы. В сущности, традиционный подход, использующий соотношение «пористость-проницаемость», обычно работает довольно хорошо, если в зависимости от типа фации используются различные соотношения. Много потенциальных преимуществ метода ЯМК теряется, если накладывается требование получения  $T_2$  для всех

типов фации из данных кернового анализа и определения, какие из фаций были исследованы при каротаже. На значение проницаемости может быть оказано весьма сильное влияние, если метод TDA будет применяться не в рамках прямой модели «нефть-вода», а в рамках модели «газ-нефть-вода». Учет влияния газа может увеличить значение проницаемости кратно, вплоть до 100 раз.

Общая пористость образца связана с интенсивностью первичного сигнала, возникающего в приборе вслед за первым поперечным импульсом при определении  $T_2$ . Заметим, однако, что показания прибора могут быть низкими по следующим причинам:

- Если время ожидания  $T_w$  (иногда его обозначают  $T_r$  и называют временем восстановления) перед CPMG-возбуждением будет слишком мало, напряженность поперечного поля уменьшится. Этот эффект называется неполной поляризацией и может потребовать введения поправки на поляризацию.
- Прибор калибруется в предположении, что поры насыщены полностью пресной водой, то есть водородный индекс (hydrogen index, HI) равен 1,0. Индекс HI в свою очередь подвержен влиянию температуры, давления и минерализации, а также зависит от типа флюида (воды, нефти или газа).

Поскольку связанная глиной вода релаксирует очень быстро ( $T_2$  составляет несколько миллисекунд), для измерения общей пористости требуется специальный режим записи. При нормальном режиме прибор реагирует только на связанные капиллярными силами и свободные флюиды. Обычно предполагают, что порода является гидрофильной. Это означает, что любое короткое время  $T_2$  прихода сигнала является следствием релаксации смачивающей фазы вблизи стенки поры. Предполагается, что другие флюиды, такие как газ и вода, находятся вдали от стенок пор, так что время их релаксации можно наблюдать только в виде времени релаксации общей массы флюида. Этот факт используется в TDA любого типа, использующем разницу в значениях  $D$ . Если это предположение неверно, в интерпретацию результатов показаний прибора могут вкрасться серьезные ошибки. Это может иметь место в скважине, бурение которой проводилось с использованием раствора на нефтяной основе, поверхностно-активные вещества в фильтрате которого гидрофобизировали зону проникновения. Даже при использовании бурового раствора на водной основе смешанная смачиваемость, проявившаяся в пласте, может стать причиной аномальных результатов интерпретации.

Прибор измеряет затухание амплитуды магнитного поля во времени, зависящее от следующих параметров:

- $B_0$  (напряженность постоянного магнитного поля).
- $T_w$  (или  $T_r$ ) (время ожидания для продольной поляризации).
- $\tau$  (поперечное время задержки эхо-импульса).
- $T_1$  для флюидов в поровом пространстве.
- $T_2$  для флюидов в поровом пространстве.
- $D$  для флюидов в поровом пространстве.
- Общая пористость.

Заметим, что сигнал возникает только в той части пласта, где частота CPMG-импульсов совпадает с лармовой частотой. Поскольку магнит фиксируется в стволе скважины, создаваемое им магнитное поле ослабевает по мере удаления от него, что определяет область исследования прибора.

После того как измерена зависимость поперечного сигнала как функция времени, следующим шагом является преобразование полученных данных в соответствующее распределение значений  $T_2$ , которые формируют сигнал. Эта операция была бы чисто математической, если бы на сигнал не накладывались шумы. На самом деле, без каких-либо дополнительных ограничений при уровнях шума, типичных для данного прибора, можно получать сильно различающиеся распределения  $T_2$ , каждое из которых будет удовлетворять исходной кривой затухания. Единственным накладываемым обычно ограничением является так называемая регуляризация, которая состоит в том, что распределение  $T_2$  должно быть плавным. Это требование позволяет получить более устойчивое решение, хотя особой причины, почему спектр  $T_2$  должен быть действительно плавным, не существует. Понятно, что, если преобразование будет выполнено некорректно, итоговые результаты будут совершенно бесполезны. Это следует помнить в ситуациях, когда прибор выдает результаты, которые никак нельзя объяснить с точки зрения известных литологических свойств пород, основанных на данных кернового анализа.

Практически спектры  $T_2$  не являются непрерывными, а разделены на «бины», охватывающие различные диапазоны  $T_2$ . Максимальное измеряемое значение  $T_2$  определяется временем, отводимым для измерения сигнала. Это время, в свою очередь, зависит от скорости проведения каротажа. В некоторых ситуациях для снятия полного спектра время ожидания может составлять до 15 секунд. Это соответствует скорости каротажа около 100 фут/час.

К выходным кривым, типичным для приборов ЯМК, относятся:

$T_{por}$  — общая пористость, полученная в результате суммирования вкладов всех флюидов.

$POR_{eff}$  — эффективная пористость, полученная путем исключения вкладов до заранее заданного порога  $T_2$ .

BVI — доля воды, связанной капиллярными силами.

CBW — доля воды, связанной глиной.

FFI — индекс свободного флюида. Доля флюида, не связанного ни глиной, ни капиллярными силами.  $\text{POR}_{\text{eff}} = (\text{BVI} + \text{FFI})/100$ .

PERM — проницаемость, полученная в результате применения различных стандартных уравнений.

Наиболее часто используемое уравнение для проницаемости (уравнение Коутса (Coates)):

$$\text{PERM} = ((T_{\text{por}}/C)^4) \times (\text{FFI}/\text{BVI})^2,$$

где  $C$  — константа (типичные значения — порядка 0,10).

По определению,  $\text{BVI} + \text{CBW} + \text{FFI} = T_{\text{por}}$ . Выше переходной зоны, то есть при  $P_c > 100$  фунт/дюйм<sup>2</sup> должно быть справедливо соотношение:

$$S_h \text{ (нефтегазонасыщенность)} = \text{FFI}/T_{\text{por}}.$$

Ниже этого значения  $P_c$  индекс FFI будет содержать как свободную воду, так и свободный углеводород. Пример каротажной диаграммы, полученной методом NMR для гипотетического пласта, лежащего намного выше уровня свободной воды (free water level, FWL), показан на рис. 5.4.1.

Дифференциация флюида с помощью этого прибора может выполняться либо методом дифференциального спектра (differential spectrum method, DSM), либо методом смещенного спектра (shifted spectrum method, SSM). DSM основан на варьировании времени ожидания  $T_w$  и, следовательно, на использовании различных времен  $T_1$  для различных типов флюидов. SSM основан на варьировании времени задержки эхопульса  $T_e$  и, следовательно, на использовании разницы в коэффициентах диффузии ( $D$ ) различных флюидов. Этот метод особенно хорошо подходит для дифференциации газа и нефти, поскольку значение  $D$  для газа много выше, чем для нефти или воды. Типичные параметры, устанавливаемые на приборе для сбора данных:

### Нормальный режим $T_2$

- Число эхо-импульсов: 600
- Время ожидания: 1,3 секунды (или дольше, если требуется большая поправка на поляризацию)
- Интервал между эхо-импульсами: 0,32 мс
- Скорость каротажа: 600 футов/ч (183 м/ч) (то есть 2 замера на каждом шаге по глубине)

### Режим DSM

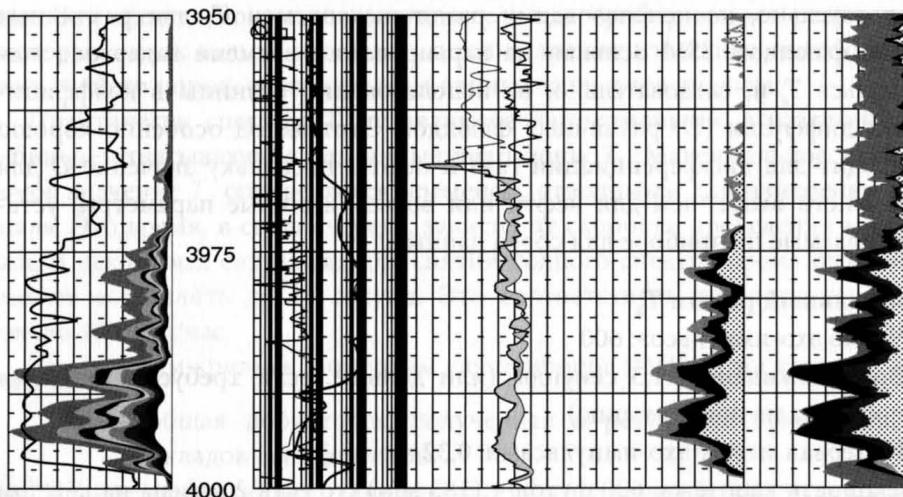
- Для того чтобы обнаружить компонент с большим значением  $T_1$ , характерным для газа или легких нефтией, выбираются два варианта времени ожидания.

### Режим SSM

- Для того чтобы обнаружить компонент с отличающимся значением  $D$ , таким как у газа, используются два варианта времени  $T_e$  (время задержки эхо-импульса).

CUMPDR9	
30	0
CUMPDR8	
30	0
CUMPDR7	
30	0
CUMPDR6	
30	0
CUMPDR5	
30	0
CUMPDR4	
30	0
CUMPDR3	
30	0
CUMPDRB	
30	0
CUMPDR1	
30	0
GR	
0	GRP1 150

D	SEMP2		GR5		PHJT2	
	.2	2000	30	0	30	0
	SEDP2	SPLF2	OIL	HYDR		
	.2	2000	45 PU - 15	30	0	WATER
	MPER	RHOB2	MBV1	MBV1		
	.2	2000	1.95	2.95	30	0



**Рис. 5.4.1.** Пример каротажной диаграммы, полученной методом ЯМК

**Режим связанный воды:**

- Число эхо-импульсов: 100
- Время ожидания: 0,2 мс
- Интервал между эхо-импульсами: 0,32 мс

**Режим общей пористости:**

- Выполняется 50 замеров 10 эхо-импульсов
- Интервал между эхо-импульсами: 0,32 мс
- Время ожидания: 5 мс

Кроме того, запись данных может выполняться еще и в стационарном режиме. Зачастую несколько стационарных измерений с очень большим временем ожидания и числом эхо-импульсов проводятся для проверки, не слишком ли велика выбранная скорость каротажа. ЯМР-свойства пластовых флюидов зависят от давления, температуры, минерализации и вязкости. В таблице 5.4.1 приведены их некоторые полезные для практических целей характеристики.

При последующем временном анализе, который проводится с применением программного обеспечения, получают нефте- и газонасыщенность. Если на вход программы подаются данные метода сопротивления, то выполняется вторичное измерение нефтегазонасыщенности. На физические характеристики прибора раннего поколения накладывались следующие ограничения:

1. Трудность создания однородного магнитного поля в тех частях пласта, где проводились измерения (времена  $T_1$  и  $T_2$  зависят от напряженности постоянного поля).
2. Проблемы с создающими постоянное магнитное поле магнитами при скважинных температурах.
3. Проблемы со скоростью каротажа при достижении временем релаксации длительностью в несколько секунд.
4. Трудность достижения достаточной глубины исследования для измерений, необходимых для определения насыщенности.

**Таблица 5.4.1**  
**Типичные ЯМР-свойства пластовых флюидов**

Флюид	$T_1$ (с)	$T_2$ (с)	$D$ ( $10^{-9}$ м <sup>2</sup> /с)
Минерализованная вода (100 крпм) в условиях скважины (200 бар, 125 °C)	20—25	20—25	18—22
Природный газ в условиях скважины	2—3	—	170—180
Нефть, вязкость 10 сП	0,1	0,1	0,1

Большинство из этих ранних недостатков прибора на сегодня устранены. Однако на его работу все еще накладываются некоторые ограничения, перечисленные ниже:

- На показания прибора пока еще сильно влияет присутствие любых диамагнитных или парамагнитных ионов. Например, это может быть железо, находящееся в буровом растворе или пласте, марганец или ванадий. Они оказывают существенное влияние на время релаксации ядер водорода.
- Прибор, как правило, гораздо более дорог в эксплуатации, чем другие методы традиционного скважинного каротажа, которыми обычно дополняют полученные с помощью этого прибора данные. Это сопровождение связано с отсутствием доверия к прибору, а также с необходимостью обеспечивать соответствие его данных полученным ранее каротажным диаграммам для данного месторождения.
- Скорость каротажа с помощью прибора, как правило, составляет 800 фут/ч — медленнее скорости традиционного каротажа (1800 фут/ч). Следовательно, требуется дополнительное время для проведения каротажа скважины и соответствующее увеличение суммарных затрат.
- Все еще остаются температурные ограничения и нехватка зондов для скважин малого диаметра. Версия прибора для каротажа в процессе бурения (*logging while drilling, LWD*) до сих пор находится в стадии тестирования.
- Глубина исследования еще недостаточна по сравнению с приборами каротажа сопротивления большого радиуса исследования.
- Преждевременные заявления о том, что прибор способен обеспечить наилучшие измерения проницаемости пласта; на практике проницаемость выводилась из эмпирического уравнения, включающего величины FFI и  $T_{por}$ . В большинстве случаев параметры универсальной калибровки оказывались неприменимыми, вследствие чего требовалась локальная калибровка в каждом пласте по данным кернового анализа.
- На примере стандартных простых коллекторов, где применяются традиционные методы и модели, не было окончательно продемонстрировано, что прибор предлагает более рентабельную и точную оценку параметров коллектора.

Можно ожидать, что в следующих случаях данный прибор может иметь явное преимущество перед традиционными методами:

- Идентификация зон, пропущенных ранее из-за высокого содержания в глине связанной воды, в которых, тем не менее, возможен безводный приток углеводородов.
- Более точное определение пористости, особенно в пластах со сложной литологией.

- Отложенный механизм выделения фаций в отложениях, где традиционные методы каротажа не способны на это.
- Более совершенное измерение проницаемости, чем это возможно в настоящее время с использованием традиционных зависимостей «пористость-проницаемость».
- Измерение вязкости нефти в условиях залегания.
- Дифференциация зон с нефтью и с газом.
- Исключение необходимости использовать в скважине ядерные источники.

В общем и целом можно сказать, что некоторые петрофизики искренне верят в будущее ЯМК и считают, что он окончательно вытеснит собой традиционные методы каротажа. Другие же обращают внимание на тот факт, что ядерный магнитный каротаж используется уже 15 лет, а свои реальные преимущества на большинстве месторождений продемонстрировал мало. Мне пришлось видеть много каротажных диаграмм, полученных методом ЯМК, на которых этот прибор определяет нефть в водонасыщенных интервалах разреза, а также и газ, и нефть выше и ниже газонефтяного контакта (gas/oil contact, GOC). Мне также встречались значения проницаемости, отличающиеся в 10 и более раз от значений, прокалиброванных по данным кернового анализа и выведенных из соотношений «пористость-проницаемость». Однако я также видел, что этот прибор способен объяснить, почему некоторые зоны с высокой общей водонасыщенностью могут давать безводную нефть. Следовательно, существуют ситуации, в которых ЯМК может проявить свои реальные преимущества, но использование этого прибора должно иметь обоснование для каждого конкретного случая. Прибор не должен использоваться только потому, что он создан с применением «высоких технологий».

## 5.5. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА НЕЧЕТКОЙ ЛОГИКИ

Метод «нечеткой логики» способствует выделению фаций, а также может быть особенно полезен для привязки друг к другу петрофизических и сейсмических данных. В настоящей главе будет описана основа метода и приведен учебный пример с решением для иллюстрации принципа его работы. Рассмотрим ситуацию, в которой для разделения песчаника и глины используются данные гамма-каротажа (gamma ray, GR). В рамках традиционного подхода нужно определить граничное значение этого параметра, ниже которого располагаются песчаники, а выше — глины. Чтобы использовать нечеткую логику, необходимо проделать следующие операции:

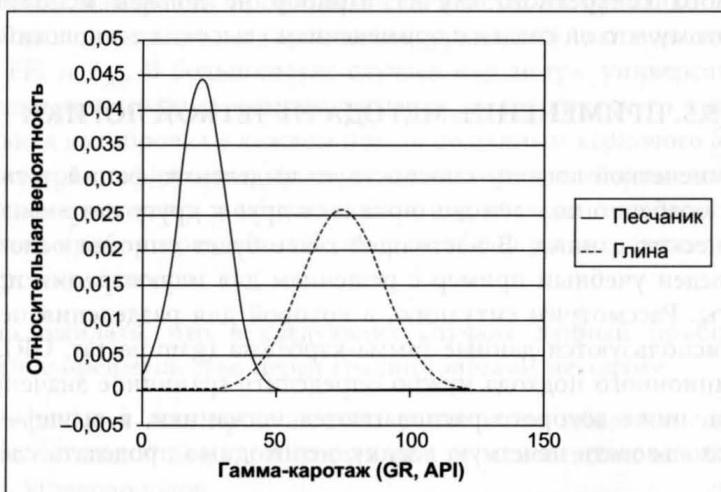
1. Для некоторого интервала скважины, где песчаник и глина могут быть идентифицированы с абсолютной достоверностью, нужно по-

добрать «обучающий набор», то есть создать новую диаграмму, значения которой могут быть равны либо 0, либо 1, в зависимости от того, песчаным или глинистым является данный пласт.

2. Вдоль интервала, охарактеризованного обучающим набором, нужно выделить все интервалы диаграммы ГК, соответствующие песчанику и глине.
3. Для песчаной фации на основании всех выделенных показаний диаграммы ГК должна быть построена гистограмма. К полученному распределению нужно подобрать математическую функцию (как правило, это бывает функция нормального распределения), определяющую среднее значение и разброс данных. Часто ее еще называют «функцией принадлежности».
4. То же самое следует сделать для всех показаний, относящихся к глине, и создать функцию принадлежности с ее собственным средним значением и разбросом.
5. Обе функции принадлежности нужно нормировать таким образом, чтобы площадь под ними была равна единице.

Полученные распределения должны выглядеть примерно так, как показано на рис. 5.5.1.

Теперь можно попытаться определить, принадлежит ли новый интервал пласта, для которого имеются показания ГК, равные  $x$ , классу «песчаник» или классу «глина». На графике функций, показанных на рис. 5.5.1, нужно восстановить перпендикуляр к оси ГК в точке  $x$  и считать для каждой из функций относительную вероятность принадлежности дан-



**Рис. 5.5.1.** Распределение показаний гамма-каротажа (GR) для песчаных и глинистых пород

ногого интервала к соответствующему классу. Интервал следует отнести к тому классу, для которого полученная вероятность имеет более высокое значение. Кроме того, на основании данных об относительной вероятности можно установить уровень доверия.

Поняв принцип использования нечеткой логики с одной переменной, легко увидеть, как данный метод может быть распространен на случаи с более чем двумя классами породы (например, песчаник, алеврит и глина) и с более чем одной входной переменной (например, ГК-, плотностной и нейтронный каротаж). Поскольку на графике неудобно размещать кривые для более чем двух переменных, фактическое размещение кривых выполняется компьютерной программой в  $N$ -мерном пространстве, соответствующем  $N$  переменным. Для надежной работы метода, очевидно необходимо, чтобы функции принадлежности не сильно перекрывались в занимаемом ими  $N$ -мерном пространстве. Также этот метод плохо работает, если параметры постепенно меняются с глубиной.

Преимущество данного метода над другими, такими как нейронные сети, состоит в том, что с помощью изображения функций принадлежности он позволяет увидеть, стоит или нет включать в анализ какую-либо из рассматриваемых переменных. Кроме того, этот метод позволяет определить для выходной классификации уровень доверия, а также предложить «дополнительный вариант». Польза метода нечеткой логики проявилаась, главным образом, при моделировании акустического и упругого импеданса, позволяя, в частности, определить, существует ли какое-либо различие между значениями акустического импеданса нефте- и газонасыщенных песчаников. Если такое различие существует, функции принадлежности могут быть использованы как входные данные сейсмического куба для распределения типов фаций по частям сейсмического объема, тем самым позволяя выявить потенциальные углеводородные зоны.

Нечеткая логика может быть также полезна для локализации определенных типов фаций к каротажным диаграммам; например, в качестве основы для применения различных соотношений «пористость-проницаемость». Из своей собственной практики использования нечеткой логики я обнаружил, что выбор слишком большого числа фаций приводит к их взаимному перекрытию. Кроме того, увеличение количества методов каротажа, используемых в качестве переменных, которые могут быть лишь неопределенно связаны с представляющими интерес свойствами, обычно наносит один лишь вред. Во многих отношениях метод нечеткой логики похож на методы, реализуемые в описанных выше пакетах программ статистических расчетов. Как и они, этот метод имеет преимущество над детерминированными методами, заключающееся в том, что он может объективно и одновременно оперировать большим числом пе-

ременных. Однако, как и эти программы, он легко может выдать полную чушь при отсутствии тщательного контроля над исходными данными.

### **Упражнение 5.2. Применение нечеткой логики**

1. Настройте модель нечеткой логики, позволяющую различать эффекты на основе ГК с помощью данных кернового анализа в качестве опознавательного набора.
2. Примените эту модель к нижней половине каротажной диаграммы интервала. Сравните среднее значение песчанистости интервала с соответствующими значениями, полученными на основе традиционных методов анализа.

## **5.6. ТОНКОСЛОИСТЫЙ РАЗРЕЗ**

Чтобы иметь возможность определять такие свойства, как  $R_t$ ,  $\rho_{ho}$  и  $GR$ , обычно петрофизики рассчитывают на каротажные приборы, разрешающая способность которых позволяет выделить отдельные слои. Хотя изучение керна открывает множество деталей, которые не способен уловить ни один зонд, кроме пластового сканера, это обычно не приводит к каким-либо серьезным проблемам при условии, что все изменения свойств породы осредняются по оцениваемому интервалу.

Проблемы возникают тогда, когда эти изменения свойств пород неподобно влияют на показания используемого для их оценки прибора. Наиболее распространенный пример — влияние маломощных глинистых прослоев на диаграмму каротажа сопротивления. Для тонкослоистых пластов, перпендикулярных стволу скважины, их сопротивление может быть приблизительно равно:

$$1/R_t = 1/R_{shale} + 1/R_{sand}.$$

Следовательно, малое количество проводящей глины может существенно снизить  $R_t$ , определяемое прибором. Результаты расчетов насыщенности способны представить зону как преимущественно водонасыщенную и не представляющую интереса для перфорирования, тогда как фактически водонасыщенность отдельных песчаных прослоев очень низка, и интервал может давать безводную нефть.

Заметим, что если прослои достаточно мощные и их еще можно выделить на диаграмме плотностного каротажа (разрешение ~1 фут), то эту проблему можно легко преодолеть с помощью метода  $J$ -функции, описанного в главе 3. Если же их толщина измеряется в миллиметровом мас-

штабе, они не выделяются средствами плотностного каротажа, и в этом случае нужны другие подходы.

Прежде всего, необходимо идентифицировать слоистые интервалы и определить соотношение песчаника и глины в них. Наиболее надежным способом идентификации слоистого пласта является непосредственное изучение керна. На колонке керна должны быть измерены относительные толщины песчаных и глинистых прослоев. После этого рекомендуется сделать допущение об общих свойствах пласта, приняв, что пористость равна средней по керну, а насыщенность может быть определена с помощью функции «насыщенность — высота». Для этого используются результаты измерения капиллярного давления, проведенные на этом керне. Если данные керна недоступны, следует пользоваться наиболее распространенными способами идентификации слоистых пластов:

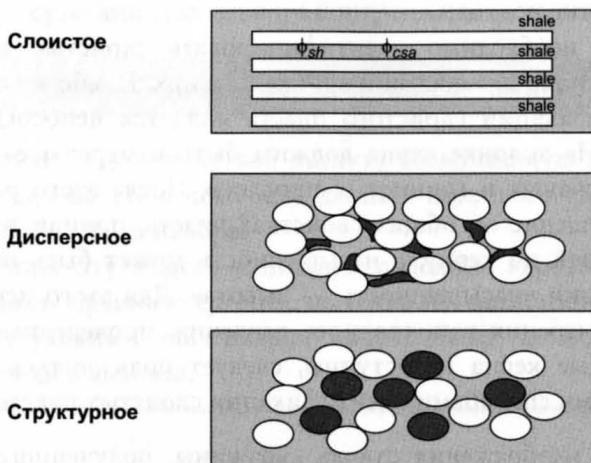
- Использование изображения ствола скважины, полученного с помощью электрических или акустических сканеров.
- Изучение данных микрокаротажа, которые могут фиксировать резкую изменчивость электрического сопротивления прослоев (хотя это может быть обусловлено и неровностями стенок ствола скважины).
- Измерение анизотропии сопротивления либо путем сравнения данных, полученных приборами индукционного и бокового каротажа, либо путем запуска специальных приборов индукционного каротажа с перпендикулярными катушками, которые могут обнаруживать слоистые интервалы.
- Присутствие явных признаков нефти при бурении в зонах, которые по каротажным диаграммам не считались коллекторами.

Ситуация, когда тонкослоистый пласт является перпендикулярным к стволу скважины, представляет собой наихудший случай с точки зрения искажения диаграмм сопротивления. Если ствол скважины пересекает такой пласт под углом к напластованию, диаграммы сопротивления подвергаются меньшему искажению. В литературе опубликованы соответствующие уравнения для определения сопротивления в зависимости от угла наклона пачки,  $R_{shale}$  и  $R_{sand}$ .

Еще один метод, нашедший свое применение, основан на построении графика Томаса-Штибера (Thomas-Stieber). Ниже следуют соответствующие пояснения. Начнем с рассмотрения чистого песка с пористостью  $\phi_p$ , содержащего воду и имеющего водородный индекс  $HI_w$ . Существует три типа распределения глины в песчано-глинистой породе (рис. 5.6.1):

1. Чистая глина может распределяться в виде прослоев в пропорции  $V_{lam}$ , увеличивающейся до точки, соответствующей пласту, полностью состоящему из глины.

### Распределение глины внутри песчаников



**Рис. 5.6.1.** Распределение глинистого материала в песчаниках

2. Дисперсная (рассеянная) глина может заполнять поровое пространство песчаника до тех пор, пока оно не будет заполнено ей полностью. Объемная доля глины задается величиной  $V_{sh}$ .
3. Структурная глина может замещать зерна кварца, не изменяя при этом исходной пористости породы. Объемная доля глины задается величиной  $V_{sh}$ .

Характер влияния этих типов распределения глин на величины пористости по данным плотностного и нейтронного каротажа ( $\phi_d$  и  $\phi_n$ ) может быть оценен следующим образом. Обозначим пористость глины  $\phi_{sh}$ , а пористость чистого песка  $\phi_{csa}$ . Водородный индекс глины —  $HI_{sh}$ . Предположим, что скелеты породы глины и кварца имеют близкую друг к другу плотность и что пласт является водонасыщенным.

#### Слоистая модель распределения:

$$\phi_d = V_{lam} \times \phi_{sh} + (1 - V_{lam}) \times \phi_{csa};$$

$$\phi_n = V_{lam} \times (HI_{sh} + \phi_{sh} \times HI_w) + (1 - V_{lam}) \times \phi_{csa} \times HI_w,$$

где  $V_{lam}$  — объемная доля слоистой глины.

#### Дисперсная модель распределения:

$$\phi_d = \phi_{csa} - V_{sh} \times (1 - \phi_{sh});$$

$$\phi_n = HI_{sh} \times V_{sh} + HI_w \times \phi_{csa},$$

где  $V_{sh}$  — объемная доля дисперсной глины.

## Структурная модель распределения:

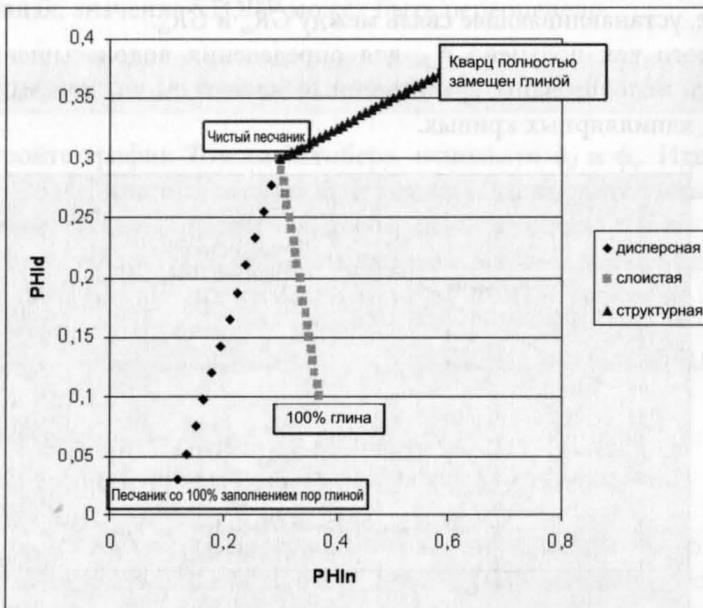
$$\phi_d = \phi_{csa} + V_{sh} \times \phi_{sh};$$

$$\phi_n = \phi_{csa} \times HI_w + V_{sh} \times \phi_{sh} \times HI_w + V_{sh} \times HI_{sh}.$$

На рис. 5.6.2 графически показана взаимосвязь  $\phi_d$  и  $\phi_n$ .

В зависимости от природы глины графики имеют различные тренды. Поэтому если такой график построен для всего интервала пласта и обнаружены точки, соответствующие пластам чистого песчаника и чистой глины, можно различить типы распределения глин. Заметим, что поскольку нефть и вода имеют близкие значения  $HI$ , в нефтяном коллекторе они будут вести себя сходным образом. Более значительное отклонение будет наблюдаться в газовом коллекторе, поскольку значение  $HI$  для газа намного меньше, чем для воды.

Метод Томаса и Штибера может быть распространен и на другие типы каротажа, кроме плотностного и нейтронного. Например, аналогичного поведения следует ожидать от графика сопоставления общей пористости ( $PHIT$ ), полученной на основе данных плотностного каротажа ( $\phi_d$ ) и скорости распространения продольной волны ( $V_p$ ) или данных  $GR$ . В предположении, что прослои песчаника могут содержать дисперсную глину, а структурная глина в них отсутствует, для способа  $PHIT/GR$  справедливы следующие уравнения:



**Рис 5.6.2.** График Томаса-Штибера (Thomas-Stieber) для разделения дисперсной и слоистой глины

$$GR = (1 - V_{lam}) \times (GR_{sand} + V_{dis} \times GR_{shale}) + V_{lam} \times GR_{shale};$$

$$PHIT = (1 - V_{lam}) \times (\phi_{csa} - (1 - \phi_{sh}) \times V_{dis}) + V_{lam} \times \phi_{sh},$$

где  $V_{dis}$  — объемная доля дисперсной глины в песчаном пласте, а  $V_{lam}$  — объемная доля слоистой глины. Эти уравнения лежат в основе графика, показанного на рис. 5.6.3.

Выше мы имеем два уравнения с двумя неизвестными ( $V_{lam}$ ,  $V_{dis}$ ), которые решаются при условии, что  $GR_{sa}$ ,  $GR_{sh}$ ,  $\phi_{csa}$  и  $\phi_{sh}$  известны или могут быть определены из графика. Затем можно определить пористость песка  $\phi_{sa}$  из соотношения:

$$\phi_{sa} = \phi_{csa} - (1 - \phi_{sh}) \times V_{dis}.$$

Можно показать, что  $V_{dis}$  равно:

$$[1 - [(GR_{sh} - GR_0)/(GR_{sh} - GR_{sa})]/(1 - V_{lam})] \times (GR_{sh} - GR_{sa})/GR_{sh}.$$

Считающаяся известной переменная  $\phi_{sa}$  определяется соотношением:

$$\phi_{sa} = [A \times (1 - \phi_{sh}) - B \times (PHIT - \phi_{sh})]/[(1 - \phi_{sh}) - B \times (\phi_{csa} - \phi_{sh})],$$

где  $A = (GR_{sh} - GR)/(GR_{sh} - GR_{sa})$  и  $B = GR_{sh}/(GR_{sh} - GR_{sa})$ .

На практике иногда бывает трудно надежно отличить  $V_{lam}$  от  $V_{dis}$ . В некоторых случаях можно также ввести дополнительное эмпирическое ограничение, устанавливающее связь между  $GR_{sa}$  и  $GR_{sh}$ .

После того как получено  $\phi_{sa}$ , для определения водонасыщенности  $S_w$  могут быть использованы традиционные методы Арчи, Ваксмана-Смита или метод капиллярных кривых.



**Рис. 5.6.3.** Общая пористость ( $\phi_t$ ) в зависимости от данных GR-каротажа для слоистой и дисперсной глины

Если повезет с установкой опробователя пластов, традиционные устройства для измерения пластового давления и отбора проб могут оказаться способными идентифицировать продуктивные зоны. Ясно, что при испытании таких зон предпочтительней эксплуатировать прибор в пакерном режиме. Единственный способ, дающий полную уверенность в том, что зона может быть продуктивной, — это пробная эксплуатация скважины. В этом случае я порекомендовал бы перфорировать такие интервалы на возможно большую длину, чтобы максимально увеличить вероятность вскрытия продуктивных прослоев.

На одном из месторождений, где мне привелось работать, нефти, содержащейся в пропущенных слоистых комплексах, оказалось столько, что накопленная добыча с некоторых участков месторождения превышала расчетное значение STOIP. Однако когда была выполнена повторная оценка месторождения, выяснилось, что использование традиционных методов петрофизики и отказ от введенных ранее граничных значений пористости привели к более чем двукратному увеличению STOIP. Во многих случаях включение глинистых прослоев в эффективную толщину примерно компенсирует объем нефти, не учтенный в результате завышения  $S_w$  из-за влияния глинистых прослоев на сопротивление пласта. Однако если доля глинистых прослоев мала по отношению к песчаным прослойям, происходит недооценка STOIP. И наоборот, если пачка преимущественно состоит из глин, а толщина пачки рассматривается как эффективная, значение STOIP может быть переоценено.

### **Упражнение 5.3. Тонкослоистые пласти**

1. Постройте график Томаса-Штибера, используя  $\phi_d$  и  $\phi_n$ . Идентифицируйте точки чистого песчаника и глины и установите типы присутствующей глины (структурная, дисперсная, слоистая).
2. Влияют ли тонкие прослои на оценку параметров в данной скважине?
3. Постройте график зависимости  $\phi_d$  от  $V_p$ . Узнали ли вы из этого графика что-нибудь новое?

## **5.7. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО ГАММА-КАРОТАЖА**

Приборы, работа которых основана на методе импульсного нейтронного гамма-каротажа (thermal decay time, TDTs), используются в обсаженных скважинах для обнаружения происходящих со временем изменений насыщенности пласта. Как правило, эти изменения происходят вследствие:

- Истощения продуктивного пласта и определения интервалов обводнения подошвенной, законтурной либо нагнетаемой водой.
- Образования или перемещения газовой шапки в залежи.

В процессе работы прибора происходит облучение пласта нейтронами, генерируемыми скважинным минитроном. Эти нейтроны захватываются атомами химических элементов, входящих в состав пород и флюидов пласта; как правило, хлором. В результате генерируются гамма-импульсы. Наведенное гамма-излучение регистрируется детектором. Благодаря использованию нескольких детекторов прибор способен отличать сигналы, поступающие из ствола скважины, от сигналов, поступающих из пласта.

Компоненты пласта могут различаться по их нейтронным сечениям захвата, измеряемым в единицах сечения захвата (capture unit, c.u.) и обозначаемым  $\Sigma$ . Соответствующие таблицы значений  $\Sigma$  для различных типов пород и флюидов предоставляются подрядчиками. Типичные значения  $\Sigma$  приведены ниже:

$$\Sigma_m = 8 \text{ c.u. (песчаник), } 12 \text{ c.u. (известняк)}$$

$\Sigma_{shale}$  (глина) = 25—50 с.у.; значение  $\Sigma$  измеряется прибором в чистом глинистом интервале

$$\Sigma_{oil} \text{ (нефть)} = 8 \text{ с.у.}$$

$$\Sigma_{gas} \text{ (газ)} = 2—10 \text{ с.у.}$$

$$\Sigma_{water} \text{ (пресная вода)} = 22,2 \text{ с.у.}$$

$$\Sigma_{water} \text{ (вода), } 2 \times 10^5 \text{ ppm или } 200 \text{ г/л NaCl при } 250^\circ F (121^\circ C) = 100 \text{ с.у.}$$

Предполагается, что величина  $\Sigma$ , измеряемая прибором, является линейной суммой объемных долей компонентов, умноженных на соответствующие значения  $\Sigma$  этих компонентов. Понятно, что точность, с которой прибор различает нефть и воду, главным образом, зависит от того, насколько различаются для нефти и воды значения  $\Sigma$ . Поэтому прибор хорошо работает при высокой минерализации воды и плохо — в среде с пресной водой. Однако даже в сильно минерализованной среде может оказаться, что малые изменения входных параметров приводят к значительному изменению оценки  $S_w$ . Поэтому прибор дает надежные результаты, только если уже хорошо известны коэффициенты водонасыщенности для нескольких пластов в исследуемом интервале.

Прибор также имеет ограниченную глубину исследования — он может работать сквозь одну обсадную трубу, но двойная стенка обсадной колонны часто полностью гасит сигнал. Очень важно при интерпретации показаний прибора иметь в распоряжении схему заканчивания скважины, так чтобы было известно соответствующее местоположение башма-

ка насосно-компрессорных труб, башмаков обсадной колонны и верхних частей лайнеров.

Когда прибор используется в режиме периодического наблюдения в системе с двухфазным флюидом, очевидно, что параметры, относящиеся к неподвижным флюидам, не учитываются, и изменения в  $S_w$  могут быть рассчитаны только исходя из величины ( $\Sigma_w - \Sigma_{hydrocarbon}$ ). Ниже приводятся некоторые уравнения, которые могут быть полезны для интерпретации данных, полученных с помощью этого прибора:

**Двухкомпонентная система, не находящаяся в режиме периодического наблюдения:**

$$\Sigma = (1 - V_{sh} - \phi) \times \Sigma_m + V_{sh} \times \Sigma_{shale} + \phi \times S_w \times \Sigma_w + \phi \times (1 - S_w) \times \Sigma_h, \quad (5.7.1)$$

где  $V_{sh}$  — полная объемная доля глины. Из этого уравнения следует:

$$S_w = [(\Sigma - \Sigma_m) - \phi \times (\Sigma_h - \Sigma_m) - V_{sh} \times (\Sigma_{sh} - \Sigma_m)] / [\phi \times (\Sigma_w - \Sigma_h)]. \quad (5.7.2)$$

**Двухкомпонентная система, находящаяся в режиме периодического наблюдения:**

$$\Sigma_2 - \Sigma_1 = (S_{w2} - S_{w1}) \times (\Sigma_w - \Sigma_h) \times \phi. \quad (5.7.3)$$

Из этого уравнения следует:

$$S_{w2} = S_{w1} + (\Sigma_2 - \Sigma_1) / [(\Sigma_w - \Sigma_h) \times \phi]. \quad (5.7.4)$$

**Для ситуации, когда газ вытесняет нефть при неизменной водонасыщенности (режим периодического наблюдения):**

$$\Sigma_2 - \Sigma_1 = S_g \times (\Sigma_g - \Sigma_o) \times \phi. \quad (5.7.5)$$

Из этого уравнения следует:

$$S_g = (\Sigma_2 - \Sigma_1) / [(\Sigma_g - \Sigma_o) \times \phi], \quad (5.7.6)$$

где  $S_g$  — газонасыщенность.

На рис. 5.7.1 приведен пример интерпретации диаграммы TDT.

В этом примере использовались следующие константы:

$\Sigma_w$  — сечение захвата нейтронов для воды: 100 с.и.

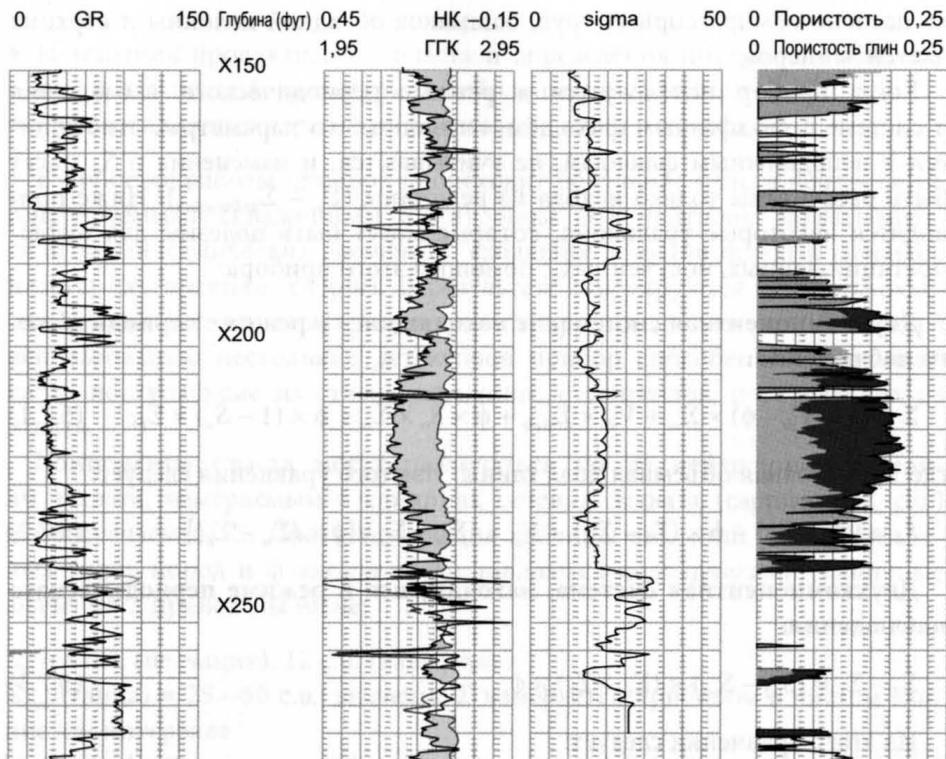
$\Sigma_{sh}$  — сечение захвата нейтронов для глины: 50 с.и.

$\Sigma_{sa}$  — сечение захвата нейтронов для песчаника: 5 с.и.

$\Sigma_g$  — сечение захвата нейтронов для газа: 7,8 с.и.

$V_{sh}$  — объемная доля глины, полученная из данных GR-каротажа с использованием значений  $GR_{sa} = 15$  и  $GR_{sh} = 90$  единиц API.

$\phi$  — пористость по данным каротажа необсаженной скважины.



**Рис. 5.7.1.** Пример интерпретации диаграммы ТДТ

#### Упражнение 5.4. Пример применения метода импульсного нейтронного гамма-каротажа

Рассмотрим пласт со следующими свойствами:

$$\Sigma_{sh} = 25 \text{ с.и.}$$

$$\Sigma_{matrix} = 8 \text{ с.и.}$$

$$\Sigma_w = 60 \text{ с.и.}$$

$$\Sigma_o = 8 \text{ с.и.}$$

$$\phi = 0,25$$

$$V_{sh} = 0,2$$

$\Sigma$ , измеренное прибором, равно 15.

- Чему равно  $S_w$ ?
- Допустим, значение  $\Sigma_{sh}$  может быть оценено с точностью не выше  $\pm 5$ . Какова вследствие этого неопределенность  $S_w$ ?

## 5.8. АНАЛИЗ ПОГРЕШНОСТЕЙ

В идеальном случае такие параметры, как песчанистость, пористость и насыщенность, были бы точно известны во всех частях резервуара. На практике же мы пытаемся определять эти свойства на основе измерений, выполненных в скважинах месторождения, каждое из которых имеет определенную погрешность. Поэтому важно осознавать, что при оценке петрофизических свойств пластов существует два совершенно различных и независимых источника погрешностей. Первый тип погрешностей — это погрешности измерительного прибора, процедуры отбора керна и петрофизической модели, влияющие на средние по зонам значения параметров при измерениях в отдельных скважинах. Второй тип погрешностей — это погрешности, возникающие вследствие того факта, что все параметры измеряются лишь дискретно, в отдельных точках месторождения. Наносятся ли такие свойства, как пористость или песчанистость, на карту всей структуры, или для оценки средних значений используются данные отдельной скважины, результат будет иметь погрешность, которая в некоторых случаях бывает очень велика.

Сначала мы обсудим погрешности средних по зонам параметров пласта, измеряемых в отдельно взятой скважине. Я полагаю, наиболее строгий способ анализа погрешностей измерений — это анализ методом Монте-Карло. Преимущество этого метода состоит в том, что он не требует применения сложных математических процедур и легко встраивается в крупноформатные электронные таблицы. В настоящем примере мы попытаемся оценить погрешность средних значений параметров пласта, состоящего из однородного песчаника. Предположим, что для него справедлива модель Арчи. Основной принцип метода состоит в том, что вместо выбора точечных значений для всех входных параметров мы позволяем всем им изменяться случайным образом в рамках определенных диапазонов, многократно рассчитывая результирующие значения песчанистости, пористости и насыщенности. Анализируя итоговые распределения, мы можем оценить область неопределенности для каждого из них.

Начиная с песчанистости, предположим, что эффективная толщина определяется на основе граничной величины параметра ГК. Допустим, граничное значение ГК, ниже которого пласт характеризуется как песчаник, составляет 50 единиц API. Изучив диаграмму ГК, мы можем заключить, что, в сущности, в качестве граничного значения можно было бы выбрать любое значение из диапазона 40—60 единиц API. Далее, в виде одного столбца импортируем данные ГК рассматриваемого интервала в электронную таблицу. В соседних столбцах по мере увеличения глубины вводим в соответствующие ячейки значения 1 или 0 в зависимости от

того, песчаник или глина присутствуют в этом месте по каротажной диаграмме. Суммируя единицы в каждом столбце и деля их на число замеров по глубине, находим песчанистость для принятого порогового значения.

Над вторым столбцом производится расчет случайным образом выбираемого для данной серии порогового значения. Расчетная формула будет выглядеть примерно следующим образом:

$$= 50 + 10 \times (0,5 - \text{rand}()),$$

где функция `rand()` возвращает случайное число со значением от 0 до 1. Следовательно, в ячейке вычисляется граничное значение, случайным образом лежащее между значениями 40 и 60. Обозначим полученный результат как  $\Gamma K_{co}$ .

В находящихся ниже ячейках определим, песчаником или глиной должен называться этот интервал глубин. Для этого введем:

$$= \text{if}(\$A2 - 2 < B\$2, 1, 0),$$

где предполагается, что ГК находится в столбце А, а  $\Gamma K_{co}$  — в ячейке В1.

Затем эта формула копируется во все находящиеся ниже ячейки. Ниже последнего приращения глубины (строка N) мы должны ввести формулу:

$$= \text{AVERAGE}(B2:BN).$$

Затем весь столбец В должен быть скопирован в столбцы С, D, E и так далее, желательно не менее 50 раз.

Теперь у нас должно быть 50 самостоятельных измерений песчанистости. В другой части электронной таблицы определим для них среднее значение и среднеквадратичное отклонение. В Excel™ это можно сделать с помощью функций `AVERAGE()` и `STDEV()`. Полученное среднее значение, вероятно, будет близко к среднему значению, которое определялось на основе неслучайного граничного значения. В качестве оценки неопределенности погрешности измерения песчанистости можно принять два стандартных отклонения. Заметим, что мы предположили, что любая неточность измерения ГК попадает в пределы диапазона, принятого для  $\Gamma K_{co}$ .

Следующий этап — расчет неопределенности пористости. Рассмотрим уравнение:

$$\phi = (\rho_m - \text{density}) / (\rho_m - \rho).$$

Повторим точно такую же процедуру, которую мы проделали с песчанистостью пласта: импортируем данные плотностного каротажа в столбец А электронной таблицы. На этой стадии желательно удалить все ин-

тервалы, которые обозначены как неколлектор. Определим допустимые диапазоны для  $\rho_m$  и  $\rho_f$  и в верхней части каждого столбца определим значения, которые нужно использовать в каждой серии. Если допустимым диапазоном для  $\rho_m$  является, скажем, диапазон 2,65—2,67 г/см<sup>3</sup>, уравнение будет выглядеть следующим образом:

$= 2,66 + 0,01 \times (0,5 - \text{rand}())$  (обозначим эту величину RHOM, и подобным же образом введем величину RHOF).

Под столбцом В введем уравнение:

$$= (\text{RHOM} - \$Ax) / (\text{RHOM} - \text{RHOF}).$$

Скопируем столбец В в электронной таблице 50 раз.

Усредним внизу каждый из столбцов и определим среднее значение и стандартное отклонение распределения средних значений пористости, как было сделано выше для песчанистости. Неопределенность среднего значения пористости может быть принята равной двум стандартным отклонениям. Поскольку уравнение пористости является линейным, средняя пористость должна быть такой же, как пористость, рассчитанная с использованием плотностей насыщающего флюида и скелета породы.

Наконец, аналогичным образом обработаем данные по насыщенности, хотя здесь имеется ряд сложностей. В соответствии с моделью Арчи:

$$R_t = R_w \times \phi^m \times S_w^{-n}.$$

Однако, поскольку в результате нам нужно получить насыщенность, взвешенную по пористости, лучше использовать следующее уравнение:

$$S_{wpot} = ((\rho_m - \text{density}) / (\rho_m - \rho_f)) \times \{R_t \times ((\rho_m - \text{density}) / (\rho_m - \rho_f))^{m/Rw}\}^{(-1/n)}. \quad (5.8.1)$$

Заметим, что это уравнение эквивалентно уравнению  $S_{wpot} = \phi \times S_w$ , заменяющему уравнение пористости в методе Арчи.

Над каждым столбцом необходимо получать генерируемые случайным образом и в допустимых рамках значения  $\rho_m$ ,  $\rho_f$ ,  $m$ ,  $n$  и  $R_w$ .

Здесь следует отметить, что введение границ как для  $m$ , так и для  $R_w$ , не совсем справедливо, если они были определены с помощью графика Пикетта. Любая погрешность в одном из этих параметров будет, возможно, скорректирована подгонкой другого таким образом, чтобы эти точки по-прежнему проходили через линию воды. Поэтому, при невозможности использовать для калибровки водонасыщенный песчаник и при выборе  $R_w$  исключительно на основании проб пластовой воды или исходя из региональной корреляции, я ввел бы границы только для одного из двух параметров. Под каждым из столбцов получим среднее по столб-

цу значение  $S_{wpor}$ , после чего вычислим среднее по всем сериям значение и стандартное отклонение, как это делалось выше. Среднее значение  $S_w$  определяется из соотношения  $(SWPOR)average/(POR)average$ , а неопределенность  $S_w$  определяется делением стандартного отклонения SWPOR на  $(POR)average$ .

Итак, мы, наконец, получили средние значения и стандартные отклонения песчанистости, пористости и насыщенности, которые полностью учитывают неопределенности всех входных параметров. Если использовать зависимость «насыщенность — высота» вместо уравнений Арчи, можно применить те же самые процедуры, но выбирать допустимые диапазоны уже для значений  $a$  и  $b$ , а не для значений  $t$ ,  $n$  и  $R_w$ . Я не считаю, что нужно учитывать погрешности в уравнении связи «пористость-проницаемость»,  $S_{wirr}$  или плотностях флюидов, поскольку они и так должны компенсироваться при построении графика  $\log(J) — \log(S_w)$ . Однако, если зависимость «насыщенность — высота» полностью получена на основании данных керна, то, возможно, стоит добавить элемент, согласующий неопределенность члена  $\sigma \cdot \cos(\theta)$ .

Вторая стадия данного процесса включает в себя рассмотрение неопределенностей средних значений этих параметров для отдельных коллекторов по всему месторождению. На этой стадии, наверное, полезно немногого отклониться и осветить некоторые базовые элементы теории выборок. Представьте себе, что нужно оценить среднее значение коэффициента умственного развития (IQ) случайной выборки из  $n$  человек генеральной совокупности, состоящей из  $N$  человек. Допустим, среднее значение IQ генеральной совокупности равно  $M$ , а стандартное отклонение — SD. Наилучший способ оценить  $M$  — это взять средний IQ, измеренный на выборке из  $n$  человек, обозначив его  $M_n$ . Статистическая теория утверждает, что если SD выборки из  $n$  человек равно  $S_n$ , то SD среднего значения генеральной совокупности равно  $S_n / \sqrt{n}$ .

Если погрешность измерения каждого отдельного IQ равна  $\delta$ , то суммарная погрешность (одно стандартное отклонение) значения  $M$  определяется, как:

$$\text{неопределенность } M = \sqrt{\left( \left( S_n \right)^2 / n + \delta^2 \right)}. \quad (5.8.2)$$

Следовательно, если мы хотим определить, например, среднее значение пористости и неопределенность среднего для одного пласта по всей площади залежи, то они могут быть оценены следующим образом. Получим среднее значение и стандартное отклонение для усредненных по скважинам измеренных значений пористости. Назовем их  $(POR)$  и  $(POR)_{SD}$ . Неопределенность индивидуального зонального среднего значения пористости обозначим  $d$ . Наилучшей оценкой средней пористости для все-

го месторождения является  $POR$ , причем неопределенность  $POR$  определяется, как:

$$\text{неопределенность } POR = \sqrt{\left( \left( (POR)_{SD} \right)^2 / n + \delta^2 \right)}, \quad (5.8.3)$$

где  $n$  — количество скважин.

При определении STOIPP многие параметры, включая песчанистость, пористость и  $S_w$ , могут служить входными распределениями к пакету программ обработки статистических данных, использующему анализ методом Монте-Карло для получения общей вероятностной функции, характеризующей STOIPP (или GIIP).

Большинству программ необходимы либо только минимальные и максимальные значения параметров, либо, помимо этого, еще их средние значения и стандартные отклонения. В упомянутой выше ситуации для определения минимума и максимума рекомендуется принимать удвоенное значение рассчитанной погрешности. Все значения в рамках этого диапазона рассматриваются как равновероятные. Если же необходимы минимум, максимум и SD, то рекомендуется использовать рассчитанную выше и равную SD неопределенность и принять по три SD с любой стороны  $M$ , определяющих минимальное и максимальное значения, обычно имея в виду абсолютные минимумы/максимумы (с нулевой вероятностью нахождения значений за их пределами) нормального распределения возле данного среднего значения. Это не те же самые минимум и максимум, которые приняты в распределении серии импульсов ГК, где ими только задаются границы, за пределы которых значения не попадают с достоверностью около 70%.

В заключение сделаем несколько комментариев к анализу погрешностей. При анализе методом Монте-Карло оценка разумности получающихся погрешностей должна всегда опираться на здравый смысл. Опытный петрофизик должен уже хорошо чувствовать порядок неопределенностей представляемых им средних параметров, которые должны находиться в приблизительном согласии с неопределенностями, полученными с помощью электронных таблиц.

Описанная выше теория выборок предполагала, что объемы выборок  $n$  достаточно велики. Если это не так (например, структура вскрыта двумя скважинами), к результатам следует относиться с большой осторожностью. Осторожность нужна и в случае, если все скважины густо расположены в одной части месторождения, тогда как значительная его часть осталась неразбуренной. Фактически это означает, что данная выборка не является случайной. Конечно, скважины никогда умышленно не бурят «случайно», хотя, глядя на реальное расположение скважин на

разбуренных месторождениях, можно сделать вывод, что оно довольно близко к случайному.

Во многих развивающихся в настоящее время статических моделях месторождения эффективная толщина, пористость и проницаемость используются как входные данные по каждой скважине в виде каротажных диаграмм и геостатистики, необходимой для определения средних по всему месторождению величин, иногда с применением стохастических методов (например, относительно распределения песчаных горизонтов). В этом случае вышеописанный анализ выборок становится излишним. При переходе к гидродинамическому моделированию такие модели, как правило, укрупняют. Затем с помощью предоставляемой петрофизиком функции «насыщенность — высота» определяются начальные условия для насыщенности.

Иногда модель бывает построена совершенно неверно; например, на основании данных только одного опробования можно предположить, что резервуар заполнен нефтью, тогда как фактически это может оказаться газовая залежь с нефтяной оторочкой. В этом случае заявляемые «неопределенности», очевидно, лишены смысла. Рекомендуется заранее предусмотреть все возможные случайности и, если необходимо, построить соответствующие сценарии, в рамках которых вышеописанные теории были бы применимы.

### Упражнение 5.5. Анализ погрешностей

1. Скопируйте данные гамма-, плотностного и каротажа сопротивления на участке от верхней части каротажной диаграммы до водонефтяного контакта в электронную таблицу. В рамках данного упражнения рассматривайте всю эту зону как единый интервал.
2. Используйте анализ методом Монте-Карло для определения погрешностей полученных в скважине средних значений песчанистости, пористости и насыщенности пласта.

## 5.9. ПОПРАВКИ ЗА ВЛИЯНИЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Мне бы не хотелось освещать эту тему слишком подробно. Все подрядчики предоставляют для своих приборов палетки поправок за влияние ствола скважины, вмещающих слоев и проникновения фильтрата, которые могут быть соответствующим образом использованы.

Я хотел бы сделать несколько замечаний относительно приборов каротажа электросопротивления. Моделирование приборов каротажа электросопротивления с помощью аналитических подходов или метода ко-

нечных элементов представляет собой большую сложность. До сих пор еще никто не смог успешно смоделировать комбинированное влияние ствола скважины, проникновения фильтрата и нескольких наклонных пластов на прибор индукционного каротажа.

В наборах палеток каждый из этих эффектов трактуется в отдельности. Поэтому одна палетка существует для учета влияния диаметра скважины и минерализации раствора в стволе скважины, другая — проникновения фильтрата бурового раствора, а третья — вмещающих слоев (горизонтальных). Существует программное обеспечение для учета влияния наклонных пластов, однако эти программы обычно не предполагают одновременного влияния ствола скважины или проникновения фильтрата в пласти. В реальности комбинация всех этих эффектов дает чрезвычайно сложный суммарный эффект, который по-разному влияет на различные приборы и различные радиусы исследования. К счастью, наибольшая часть мировых запасов нефти содержится в довольно мощных песчаных и карбонатных коллекторах. Проникновение бурового раствора, особенно на нефтяной основе, не представляет собой большой проблемы. Кроме того, вскрытие целевых интервалов обычно осуществляется с диаметром ствола  $8\frac{1}{2}$ ", при котором поправки за влияние ствола скважины очень малы.

Для оперативных оценок, за исключением редких случаев, все необходимые оперативные решения и средние значения параметров могут быть получены без использования поправок за влияние скважины, кроме тех случаев, когда поправки автоматически вводятся в процессе снятия подрядчиком каротажных диаграмм. Как я утверждал ранее, я верю лишь в один единственный и достойный применения способ определения STOIP — построение функции «насыщенность — высота». Я описал прокалибранные по каротажным диаграммам способы, с помощью которых может быть учтено влияние проникновения фильтрата бурового раствора и эффекта тонких пластов.

Проникновение само по себе может быть очень полезным, когда оно применяется при повторном каротаже тех же интервалов через несколько часов или суток. Во-первых, наличие проникновения, наблюданного по изменению сопротивления со временем, указывает на наличие проницаемости пластов. В некоторых случаях изменение свойств зоны проникновения может послужить основанием для выводов относительно типа пластового флюида.

Поправка на проникновение может быть очень важна при моделировании акустического импеданса в рамках сейсмического моделирования. Этот вопрос будет обсуждаться в следующей главе. В этой ситуации важно воспроизвести данные акустического и плотностного каротажа для неискаженных проникновением пород. Показания этих приборов из-за

малой глубины исследования будут некорректными без соответствующего моделирования.

# ИНТЕГРАЦИЯ С МЕТОДАМИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Тогда как одна часть петрофизиков сотрудничает с геологами и разработчиками с целью создания гидродинамической модели месторождений, другая взаимодействует с сейсмиками, обеспечивая интерпретацию каротажных материалов для целей калибровки и расшифровки сейсмических данных.

Подготовка синтетических сейсмограмм для увязки определенной по каротажу кровли пласта с сейсмическим горизонтом и представляет собой давно освоенный метод. Однако недавние достижения в обработке отклоненных от вертикали сейсмических профилей в комбинации с возможностью измерения времени пробега поперечных акустических волн открыли множество новых возможностей определения фаций и флюидов на основе сейсмических данных. В настоящей главе рассматриваются некоторые из этих методов.

## 6.1. МЕТОД СИНТЕТИЧЕСКИХ СЕЙСМОГРАММ

Синтетические сейсмограммы имеют две составляющих. Первая заключается в выводе из данных каротажа волнового сопротивления (acoustic impedance, AI), с помощью которого может быть получена отражающая способность. Вторая представляет собой преобразование каротажных данных от привязки по глубине к привязке по времени пробега акустических волн, чтобы они могли сравниваться с сейсмическими профилями. Из данных каротажа следует, что:

$$V_p = 10^6 / (3281 \times (\text{акустические данные})), \quad (6.1.1)$$

где  $V_p$  — в м/с, а измеренные акустические данные — в  $\mu\text{s}/\text{фут}$ .

$$\rho = 10^6 \times \text{плотность}, \quad (6.1.2)$$

где  $\rho$  — в  $\text{кг}/\text{м}^3$ , а измеренное значение плотности — в  $\text{г}/\text{см}^3$ .

Акустический импеданс ( $AI$ ) задается соотношением:

$$AI = \rho \times V_p, \quad (6.1.3)$$

где  $AI$  — в  $\text{кг}/\text{м}^2/\text{с}$ .

Следовательно, кривая  $AI$  может быть получена просто из акустической и плотностной каротажных диаграмм. Прежде чем генерировать  $AI$ , нужно ввести все поправки на размыты ствола скважины, при необходимости редактируя каротажные диаграммы вручную. Также в них необходимо внести поправки на возможное проникновение фильтрата бурового раствора. Замещение флюидов рассматривается в разделе 6.2.

Каротажные диаграммы также должны быть скорректированы на отклонение ствола скважины и нулевой уровень глубин, так чтобы они соответствовали истинной вертикали и отсчет глубины в них производился от того же самого уровня, что и при сейсморазведке. После того как кривая зависимости  $AI$  от глубины получена, ее необходимо преобразовать в кривую зависимости от сейсмического двойного времени пробега акустической волны (two-way time, TWT), то есть времени, за которое акустический импульс достигает определенной глубины и возвращается на поверхность. Для преобразования зависимости от глубины в зависимость от времени имеются два набора данных. Первый набор — это сама акустическая каротажная диаграмма, проинтегрировав которую, можно получить полное время пробега. Второй набор — это данные сейсмокаротажа (well shoot tests, WST) или вертикальные сейсмопрофили (vertical seismic profiles, VSP), которые связывают TWT с определенными глубинами скважины.

Использование интегральной диаграммы акустического каротажа для связи с точками сейсмокаротажа или VSP и калибровка интегральных акустических данных по реально существующим точкам сейсмокаротажа представляют собой стандартную процедуру. Откалиброванная акустическая каротажная диаграмма обеспечивает получение, так называемого TZ-графика (time vs. depth — зависимость времени и глубины), на котором приводится зависимость TWT от глубины. TZ-график используется для преобразования зависимости данных каротажа  $AI$  от глубины в их зависимость от времени  $AI(t)$ .

На следующем этапе кривую  $AI(t)$  преобразуют в кривую отражающей способности. Это осуществляется посредством обычного дифференцирования каротажной диаграммы по времени. Механизм этой процедуры

показан ниже. Рассмотрим два соседних отсчета с волновыми сопротивлениями  $AI_1$  и  $AI_2$ . Отражающая способность  $R$  определяется как:

$$R = (AI_2 - AI_1)/(AI_1 - AI_2). \quad (6.1.4)$$

Если  $\delta(AI) = (AI_2 - AI_1)$ , а приращение для интервала составляет  $\delta t$ , то:

$$R \sim [\delta(AI)/\delta t] \times [\delta t/(2 \times AI)] \propto d(AI)/\delta t. \quad (6.1.5)$$

Так, из  $AI$  можно получить  $R$  путем дифференцирования по времени. Пропорциональность здесь не имеет значения, поскольку в дальнейшем перед сравнением с данными сейсмического каротажа кривая будет подвергнута нормированию.

Теперь мы имеем как  $AI(t)$ , так и  $R(t)$ . Эти кривые содержат частоты до  $(1/\delta t)$ , а  $AI$  содержит также составляющую смещения на постоянную величину. Следующий этап перед сравнением с реальными сейсмическими профилями состоит в свертке этих кривых с сейсмическим импульсом, имеющим характерный частотный спектр и фазу сейсмического сигнала. Из-за природы сейсмического источника и поглощающих свойств земли сейсмическая разведка располагает только окном определенных частот в диапазоне примерно 10—120 Гц. Данный сейсмический импульс является также «минимально-фазовым» (то есть он имеет главный пик в какой-то момент после вызвавшего его события). С помощью обработки сейсмических данных его в значительной степени можно преобразовать из минимально-фазового в нуль-фазовый (процедура, называемая выравниванием), так что импульс станет симметричным относительно события с центральным пиком. Однако он не может восстановить утерянные в результате обработки частоты.

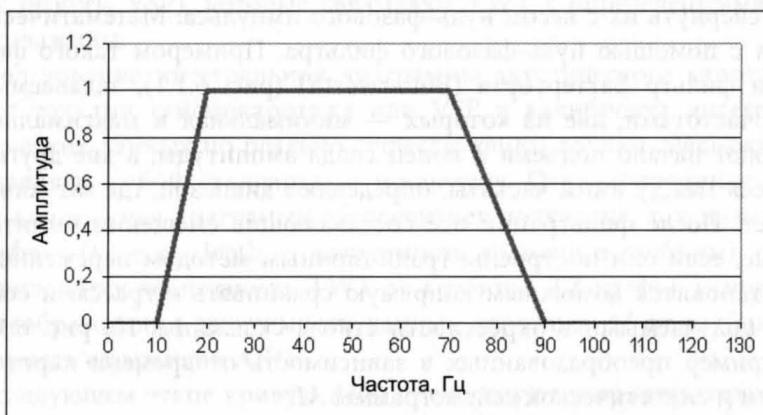
Чтобы привести полученные в скважине кривые  $AI(t)$  и  $R(t)$  к виду, позволяющему сравнение с диаграммой сейсмического каротажа, необходимо свернуть их с весом нуль-фазового импульса. Математически это делается с помощью нуль-фазового фильтра. Примером такого фильтра является фильтр Баттерворта (Butterworth) (рис. 6.1.1), задаваемый четырьмя частотами, две из которых — минимальная и максимальная — определяют начало подъема и конец спада амплитуды, а две другие, находящиеся между ними частоты, определяют диапазон, где затухание отсутствует. После фильтрации все составляющие смещения вычитаются, и кривые, если они построены традиционным методом переменной ширины, становятся возможным напрямую сравнивать с трассами сейсмограммы, получаемыми в окрестности ствола скважины. На рис. 6.1.2 показан пример преобразованных в зависимость от времени каротажных диаграмм и синтетической сейсмограммы  $AI$ .

Итак, мы получили синтетические сейсмограммы, которые обычно называют «синтетикой». Частотный спектр диаграммы сейсмического ка-

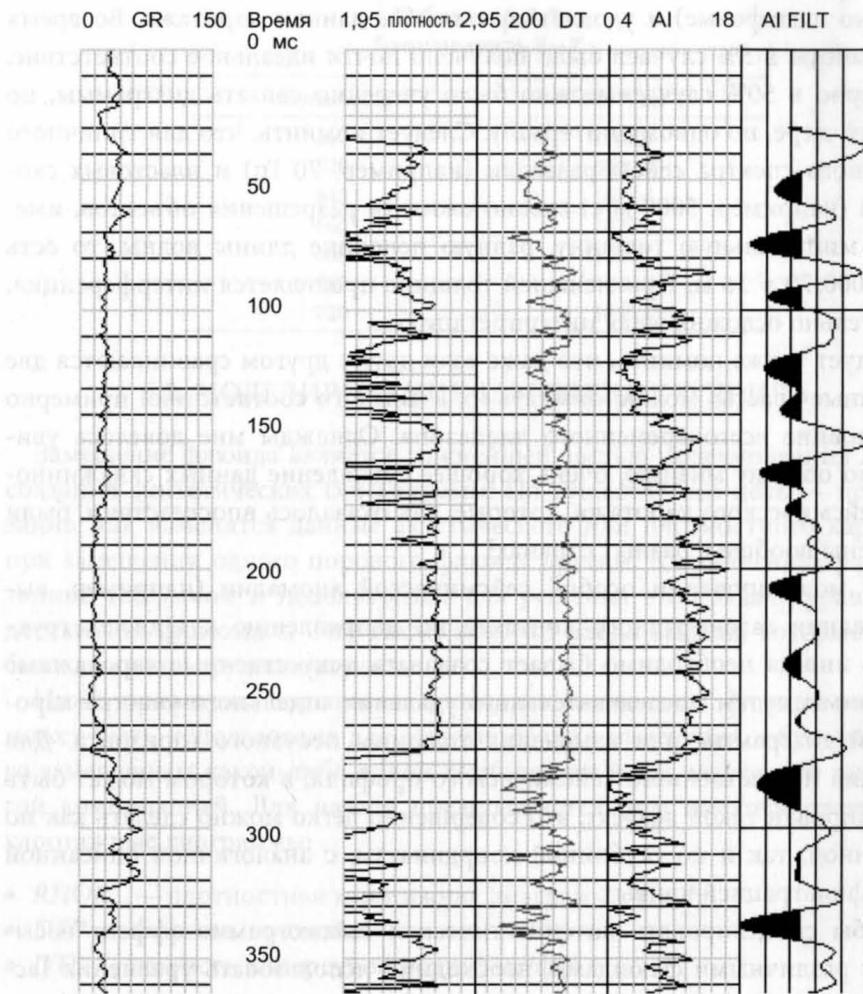
ротажа может быть известен лишь очень приблизительно, однако обычно экспериментируют с различными типами фильтров, пока характер синтетических сейсмограмм не будет соответствовать характеру данных сейсморазведки. Отфильтрованные кривые  $AI(t)$  и  $R(t)$  могут быть нормированы таким же способом, что и дорожки синтетической сейсмограммы, что позволяет им приобрести схожий вид. Заметим, что, поскольку кривая  $AI(t)$  похожа теперь на синусоиду, а кривая  $R(t)$  основана на ее дифференциале (то есть представляет собой косинусоидальную волну), кривая  $AI(t)$ , если ее сместить вверх или вниз на четверть длины волны, будет очень похожа на кривую  $R(t)$ .

Значительный рост  $AI(t)$  («резкий бросок») будет приводить к возникновению большого пика. По договоренности, принятой Обществом геофизиков-разведчиков (Society of Exploration Geophysicists, SEG), он отображается в виде черной полуволны (справа). Аналогично спады («слабые броски») будут отображаться в виде белых полуволн (слева). Аналогичная договоренность принята и для  $R(t)$ .

Глубины, соответствующие основным изменениям литологии, и резкие или слабые пики, которые обычно характеризуют кровлю пласта, наряду с каротажными данными  $AI$  преобразуются во время. Чтобы проверить, соответствуют ли эти данные сейсмическим данным, их можно сравнить методом наложения. Именно на этом этапе важна форма синтетической сейсмограммы. Из-за проблем, связанных со «статикой» (сдвиг данных сейсморазведки, связанный с зоной малых скоростей) или зонами газовых эффектов данные сейсморазведки могут быть смещены, вследствие чего они не будут соответствовать синтетической сейсмограмме. Сравнивая данные сейсморазведки и синтетической сейсмограммы и сопоставляя друг с другом каждую их полуволну, можно ввести статический



**Рис. 6.1.1.** Пример фильтра Баттеруорта



**Рис. 6.1.2.** Пример синтетической сейсмограммы

сдвиг в синтетическую сейсмограмму таким образом, что эти кривые совпадут. После этого координаты диаграммы сейсмического каротажа, соответствующие кровлям пластов, вскрытых в скважине, могут быть привязаны непосредственно к сейсмическому профилю.

Результаты зависят от того, насколько резко изменяется  $AI$  вследствие литологических изменений разреза, а также от качества интерпретации каротажных данных и данных сейсморазведки. Я два года занимался исключительно увязкой синтетических сейсмограмм с сейсмическими профилями, пользуясь каротажными диаграммами со всего мира. Мой опыт показывает, что этот метод очень хорошо работает тогда, когда имеются четкие реперы, высококачественные сейсмические данные

(обычно шельфовые) и удовлетворительные данные каротажа. Во время этой работы в 5% случаев было получено почти идеальное соответствие. Примерно в 50% случаев можно было уверенно связать диаграммы, по крайней мере, по одному интервалу. Следует помнить, что для типичного частотного спектра сейсморазведки (например, 70 Гц) и пластовых скоростей (например, 5000 м/с) можно ожидать разрешения объектов, имеющих минимальную толщину, равную половине длины волны, то есть  $0,5 \times 5000/70 = 36$  м. При меньшей толщине проявляется интерференция, значительно осложняющая интерпретацию.

Следует также помнить, что даже если друг с другом сравниваются две случайные трассы, можно ожидать их взаимного соответствия примерно на половине всего временного диапазона. Однажды мне довелось увидеть, по общему мнению, очень хорошее совпадение данных скважинного и сейсмического каротажа, которые, как оказалось впоследствии, были получены вообще в разных странах!

При моделировании особой сейсмической аномалии (например, выклинивания газонефтяного контакта по направлению к кровле структуры), иногда необходимо бывает создавать искусственные каротажные диаграммы путем последовательного удаления отдельного участка каротажной диаграммы или изменения толщины песчаного горизонта. Для создания искусственного сейсмического профиля, в котором может быть смоделирован такой эффект, это совершенно легко можно сделать как по временной, так и по глубинной координатам, с аналогичной описанной выше фильтрацией кривых.

Чтобы смоделировать на синтетической сейсмограмме эффект насыщения различными флюидами, необходимо использовать уравнения Гассмана (Gassmann), которые будут описаны в следующем разделе.

### **Упражнение 6.1. Синтетические сейсмограммы**

1. Для получения  $AI$  воспользуйтесь диаграммами акустического и плотностного каротажа тестовой скважины 1.
2. Для преобразования  $T-Z$  воспользуйтесь таблицей 6.1.1.
3. Если в вашем распоряжении имеется пакет фильтрующих программ, воспользуйтесь нуль-фазовым фильтром Баттеруорта: 10—20—70—90 Гц.
4. Наблюдаете ли вы на отфильтрованной кривой  $AI$  какой-либо эффект, обусловленный водо-нефтяным контактом (OWC)?

**Таблица 6.1.1**  
**Взаимосвязь Т–Z**

Глубина, м	TWT, мс
600	1000,0
620	1009,2
640	1018,4
660	1027,6
680	1036,7
700	1045,9
720	1055,1

## 6.2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАМЕЩЕНИЯ ФЛЮИДА

Замещение флюида является важнейшей частью моделирования AI или создания синтетических сейсмограмм. По существу, его цель — предсказание, как изменятся данные акустического или плотностного каротажа при замещении одного порового флюида другим. К сожалению, разработанные Гассманом и используемые для решения этой задачи уравнения, достаточно громоздки. Они также требуют ввода данных, которые могут быть довольно труднодоступны.

Ниже приведена пошаговая процедура замещения флюида, которая может быть использована для моделирования изменения, обусловленного замещением какой-либо одной комбинации воды, нефти или газа другой комбинацией. Для начала предполагается, что имеются следующие каротажные диаграммы:

- $\rho_{OB_{init}}$  — плотностная каротажная диаграмма,  $\text{г}/\text{см}^3$ ;
- $DTP$  — скорость продольной волны,  $\text{мс}/\text{фут}$ ;
- $DTS$  — скорость поперечной волны,  $\text{мс}/\text{фут}$ .

Определения:

$K_{o, g, w}$  — измеренные коэффициенты объемного сжатия нефти, газа и воды, Па;

$K_{F, init, final}$  — измеренный коэффициент объемного сжатия комбинированного флюида, Па;

$K_{matrix}$  — коэффициент объемного сжатия скелета породы, Па;

$U_{matrix}$  — модуль упругости при сдвиге скелета породы, Па;

$K_{grain}$  — коэффициент объемного сжатия зерен породы, Па;

$S_{oi, gi, wi}$  — начальная насыщенность нефтью, газом, водой (в долях единицы);

$S_{of, gf, wf}$  — конечная насыщенность нефтью, газом, водой (в долях единицы);

$\rho_{OF_{init, final}}$  — начальная/конечная плотность смеси флюидов,  $\text{г}/\text{см}^3$ ;

$RHO_{oil, gas, water}$  — плотность нефти, газа и воды, г/см<sup>3</sup>;

$Por$  — пористость (в долях единицы);

$V_{Pinit, final}$  — начальная/конечная скорость продольной волны, м/с;

$V_{Sinit, final}$  — начальная/конечная скорость поперечной волны, м/с;

$$V_{Pinit} = 10^6 / (3,281 \times DTP), \text{ м/с};$$

$$V_{Sinit} = 10^6 / (3,281 \times DTS), \text{ м/с};$$

$$AI_{init} = 1000 \times RHOB_{init} \times V_{Pinit}, \text{ кг} \times \text{м}^{-2} \times \text{с}^{-1}.$$

Ниже следующие соотношения приводятся в предположении смеси газа и воды, однако метод одинаково хорошо работает и с комбинацией «нефть-вода».

$$K_{Finit} = 1/[S_{gi}/K_g + S_{oi}/K_o + S_{wi}/K_w], [K \text{ в Па}]$$

$$RHOF_{init} = RHO_{gas} \times S_{gi} + RHO_{water} \times S_{wi} + RHO_{oil} \times S_{oi}, [RHO \text{ в г/см}^3]$$

$$Por = (RHOM - RHOB_{init}) / (RHOM - RHOF_{init})$$

$$VF_{init} = \sqrt{K_{Finit} / RHOF_{init}} / 30,48$$

$$X_1 = RHOB_{init} \times ((V_{Pinit} \times 30,48)^2 - 1,3333 \times (V_{Sinit} \times 30,48)^2) / K_{grain}$$

$$X_2 = 1 + Por \times K_{grain} / K_{Finit} - Por$$

$$K_{matrix} = K_{grain} \times (X_1 \times X_2 - 1) / (X_1 + X_2 - 2)$$

$$U_{matrix} = RHOB_{init} \times (V_{Sinit} \times 30,48)^2 [\text{модуль упругости сдвига скелета породы}]$$

$$X_3 = U_{matrix} / (K_{matrix} \times 1,5)$$

Коэффициент Пуассона для скелета породы ( $Mpoi$ ) =  $(1 - X_3) / (2 + X_3)$

После того, как определены  $K_{matrix}$  и  $U_{matrix}$ , новые  $V_p$  и  $V_s$  могут быть определены следующим образом:

$$RHOF_{final} = RHO_{gas} \times S_{gf} + RHO_{water} \times S_{wf} + RHO_{oil} \times S_{of}$$

$$RHOB_{final} = RHOM \times (1 - Por) + Por \times RHOF_{final}$$

$$K_{Ffinal} = 1/[S_{gf}/K_g + S_{of}/K_o + S_{wf}/K_w]$$

$$V_{Ffinal} = \sqrt{K_{Ffinal} / RHOF_{final}} / 30,48$$

$$\Beta = K_{matrix} / K_{grain}$$

$$X_4 = K_{grain} \times (1 - \Beta)$$

$$X_5 = K_{matrix} + (1,3333 \times U_{matrix})$$

$$X_6 = 1 - \Beta - Por + (por \times K_{matrix} / K_{Ffinal})$$

$$V_{Pfinal} = \sqrt{(1 / RHOB_{final}) \times (X_5 + X_4 / X_6)} / 30,48$$

$$V_{Sfinal} = \sqrt{U_{matrix} / RHOB_{final}} / 30,48$$

$AI_{final}$  может быть рассчитано с помощью  $V_{Pfinal}$  и  $RHOB_{final}$ , как и ранее. Типичные значения различных констант приведены в таблице 6.2.1.

## Упражнение 6.2. Моделирование флюидосодержания резервуара

С помощью электронной таблицы смоделируйте  $AI$  нефтяной части пласта для случая полного водонасыщения этого пласта.

**Таблица 6.2.1**  
**Стандартные акустические свойства флюидов и минералов**

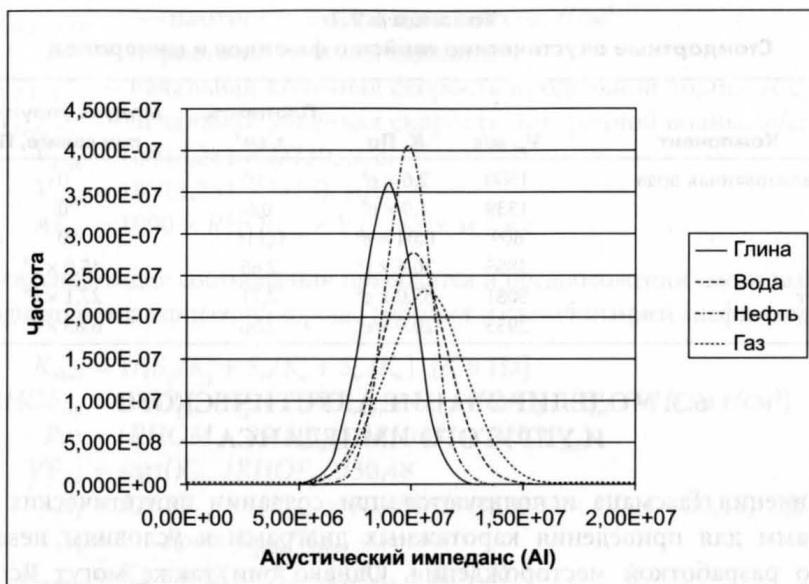
Компонент	$V_p$ , м/с	$K$ , Па	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Модуль упругости при сдвиге, Па
Минерализованная вода	1500	$2,6 \times 10^9$	1,05	0
Нефть	1339	$1,0 \times 10^9$	0,6	0
Газ	609	$0,04 \times 10^9$	0,116	0
Кварц	3855	$36,6 \times 10^9$	2,65	$45,0 \times 10^9$
Кальцит	5081	$65,0 \times 10^9$	2,71	$27,1 \times 10^9$
Глина	2953	$20,9 \times 10^9$	2,58	$6,85 \times 10^9$

### 6.3. МОДЕЛИРОВАНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО И УПРУГОГО ИМПЕДАНСА

Уравнения Гассмана используются при создании синтетических сейсмограмм для приведения каротажных диаграмм к условиям незатронутого разработкой месторождения. Однако они также могут использоваться для прогнозирования волнового сопротивления пластов при смене типа заполняющего поры флюида. Вообще говоря, существует два подхода к моделированию  $AI$ .

В рамках первого подхода характеристика  $AI$  одного и того же пласта, насыщенного разными флюидами в разных скважинах, может сравниваться и сопоставляться с  $AI$  вмещающих глин. Хотя можно ожидать, что водонасыщенная часть пласта должна иметь более высокое  $AI$ , чем нефте- или газонасыщенная, но это не всегда так, если свойства пласта-коллектора меняются от скважины к скважине. Для подбора распределений  $AI$  для пластов различного типа и насыщения (водоносные, нефтеносные, газоносные и неколлекторы) и оценки степени их взаимного перекрытия обычно используются методы нечеткой логики. Эти типы отложений могут быть различны по данным сейсморазведки, только если их распределения не перекрываются. На рис. 6.3.1 приведен пример таких распределений. На этом примере, основанном на реальных данных, видно, что существует обширная область перекрытия распределений  $AI$ . Кроме того, поскольку в скважине, вскрывшей газ, свойства пласта были хуже, среднее значение  $AI$  для него оказалось выше среднего значения  $AI$  водонасыщенного и нефтенасыщенного пласта. Это иллюстрирует тот факт, что влияние литологии на  $AI$  обычно на порядок больше, чем влияние флюидов.

В рамках второго подхода можно изучать пласт только посредством одной скважины и использовать уравнения Гассмана для прогнозирования изменения  $AI$  по мере изменения заполняющего его флюида. В приведенном примере скважина, вскрывающая нефтеносный пласт, была ис-

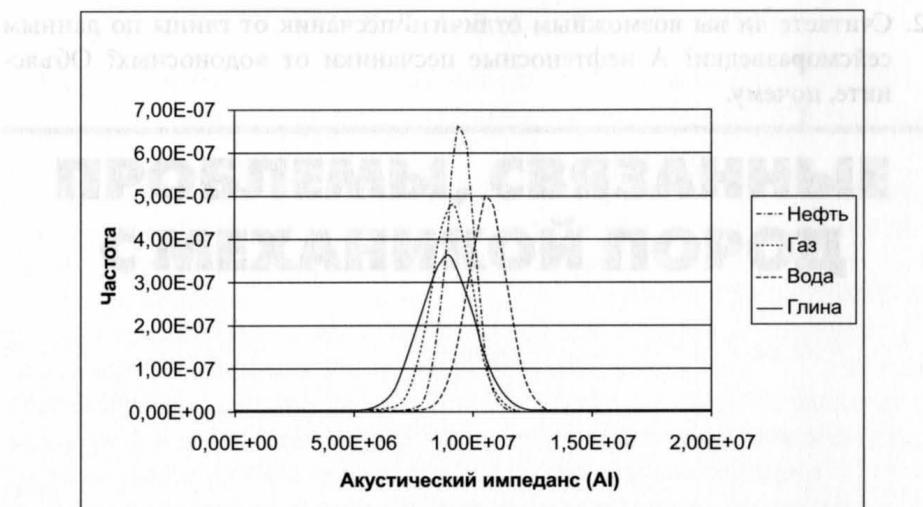


**Рис. 6.3.1.** Сравнение распределений волнового сопротивления для одного и того же пласта, вскрытого в разных скважинах

пользована для моделирования эффекта замещения нефти на газ и воду. На рис. 6.3.2 изображены соответствующие распределения. Хотя распределения  $AI$  нефтеносных пород перекрываются распределением для подстилающих глин, но, как и ожидалось, в случае газа  $AI$  меньше, чем для нефти, а для нефти, в свою очередь, меньше, чем для воды.

Тот факт, что мы получаем различные результаты в зависимости от того, прибегаем ли мы к моделированию или используем реальные данные, должен служить предостережением для тех, кто использует один из этих методов прогнозирования, например, для прогнозирования нефтеносности песчаников на базе данных сейсморазведки.

Тогда как скорость продольной волны существенно зависит от насыщающего пластины флюида (особенно от газонасыщенности), скорость поперечной волны зависит от него очень слабо. Свойства породы в поперечном направлении могут измеряться методом сейсморазведки с использованием удаленного источника. Вследствие природы отражения акустических волн от поверхности при больших углах падения,  $P$ -волна генерирует  $S$ -волны, которые могут быть зарегистрированы. Когда используется зависимость амплитуды отражения от удаления (amplitude versus offset, AVO) — можно построить трехмерный сейсмический куб упругого ( $EI$ ) и акустического ( $AI$ ) импеданса. Трехмерный куб  $EI$ , который зависит главным образом от скорости поперечной волны, почти не зависит от флюида, заполняющего пласт.



**Рис. 6.3.2.** Сравнение распределений акустического импеданса для одного и того же пласта, в скважине, полученных при моделировании насыщения его разными флюидами

Аналогично тому, как с помощью  $\rho$  и  $V_p$  генерируются трассы  $AI$ , можно, используя  $\rho$ ,  $V_p$ ,  $V_s$  и знание сейсмического угла падения ( $\theta$ ), генерировать трассы  $EI$  из данных каротажа. Для этой цели имеются соответствующие опубликованные уравнения. Одно из таких уравнений приводится ниже:

$$EI = V_p \cdot (1 + \tan^2(\theta)) \times (1000 \times \rho) \cdot (1 - 4 \times (V_s/V_p)^2) \cdot \sin^2(\theta) \times V_s \cdot (1 - 8 \times (V_s/V_p)^2 \times \sin^2(\theta)). \quad (6.3.1)$$

Чтобы генерировать функции принадлежности для различных фаций в зависимости от распределений их  $EI$ , можно таким же образом, как и для  $AI$ , использовать метод нечеткой логики.

Поэтому в приведенном выше примере, можно отличить песчаники от глин (безотносительно к флюиду, заполняющему поры) с помощью  $EI$ . После того как песчаники идентифицированы, для распознания различных флюидов, заполняющих резервуар, можно использовать метод  $AI$ . Конечно, следует помнить, что эта возможность ограничена качеством и разрешением сейсмических данных. Тем не менее на некоторых месторождениях методы AVO позволили получить очень полезную информацию, на основании которой были открыты залежи углеводородов.

### Упражнение 6.3. Моделирование акустического импеданса

- Сравните характеристики  $AI$  нефтенасыщенного песчаника, с ожидаемой характеристикой  $AI$  в случае, если он водонасыщен, и с характеристикой  $AI$  от покрывающих пласт глин.

2. Считаете ли вы возможным отличить песчаник от глины по данным сейсморазведки? А нефтеносные песчаники от водоносных? Объясните, почему.

# ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С МЕХАНИКОЙ ПОРОД

Хотя механика пород и представляет собой довольно сложный предмет, существует ряд основ, которые для выполнения повседневной работы необходимо знать всем петрофизикам и которые мы обсудим в данной главе. В обычном коллекторе порода пласта подвергается огромному давлению перекрывающих отложений. Эта нагрузка определяется весом находящейся выше породы и может быть измерена путем интегрирования плотностной каротажной диаграммы до поверхности. Поскольку же плотностные каротажные диаграммы обычно обрываются, не доходя до поверхности, считают, что нагрузка перекрывающих пород составляет примерно 1 (фунт/дюйм<sup>2</sup>)/фут.

Вертикальная деформация (то есть сжатие), вызываемая этой нагрузкой, компенсируется пластовым давлением флюидов, насыщающих породы. Поскольку такая система, как правило, частично незамкнута, флюид несет на себе лишь часть нагрузки перекрывающих пород. Однако в коллекторах с аномально высоким пластовым давлением, где флюид находится в замкнутом объеме, пластовое давление может приблизиться к давлению вышележащих пород. Чистое эффективное вертикальное напряжение пласта равно:

$$\sigma_z = P_{\text{overburden}} \text{ (давление вышележащих пород)} - P_{\text{formation}} \text{ (пластовое давление).} \quad (7.1)$$

На самом деле это не истинное эффективное вертикальное напряжение. Если в лабораторных условиях к образцу породы (при нулевом внутриворовом давлении) приложить такое давление, оно не вызовет такую же деформацию образца. Покажем это с помощью следующих выкладок. Пусть коэффициент объемного сжатия скелета (матрицы) породы  $K_m$  при поровом давлении, равном вертикальной нагрузке, определяется как:

$$K_m = \text{нагрузка/деформация} = (P_{\text{overburden}} - P_{\text{formation}})/(\delta V_m/V). \quad (7.2)$$

Пусть коэффициент объемного сжатия сухой породы  $K_b$ , определяемый на основе данных кернового анализа, определяется как:

$$K_b = \text{нагрузка/деформация} = P_{\text{overburden}} - P_{\text{formation}}/(\delta V_{\text{dry}}/V).$$

$$\delta V = \delta V_m + \delta V_{\text{dry}} = P_{\text{formation}} \times V/K_m + (P_{\text{overburden}} - P_{\text{formation}}) \times V/K_b. \quad (7.3)$$

Деформация определяется как:

$$\delta V/V = P_{\text{formation}}/K_m + (P_{\text{overburden}} - P_{\text{formation}})/K_b. \quad (7.4)$$

Истинное эффективное напряжение в породе определяется произведением  $\langle K_b \times \text{деформация} \rangle$ :

$$= K_b \times (P_{\text{formation}}/K_m + (P_{\text{overburden}} - P_{\text{formation}})/K_b) \quad (7.5)$$

$$= P_{\text{overburden}} - (1 - K_b/K_m) \times P_{\text{formation}}.$$

Коэффициент  $(1 - K_b/K_m)$  обычно обозначается буквой  $\alpha$  и называется **коэффициентом упругости** пор. Поскольку  $K_m >> K_b$ , значение  $\alpha \sim 1$ , так что полученное чистое эффективное напряжение является в этом случае хорошей аппроксимацией истинного эффективного напряжения.

Это допущение может оказаться некорректным, если в составе скелета породы имеются эластичные глины. Эксперименты, проведенные с образцами керна в Северном море на месторождении Фулмар (Fulmar), показали, что значение  $\alpha$  может уменьшаться вплоть до 0,7. В случаях, когда результат воздействия нагрузки имеет большое значение, например, когда последствия сжатия и оседания пород могут оказаться значительными, рекомендуется проводить измерения на представительных образцах керна.

По объясняемым ниже причинам  $\sigma_z$  не является тем давлением, которое должно использоваться при лабораторных измерениях SCAL (special core analysis — специальный анализ керна) с целью моделирования условий естественного залегания. Поскольку породы сжимаются и в латеральном направлении, существуют также боковые напряжения ( $\sigma_x$  и  $\sigma_y$ ), которые вследствие устойчивости породы имеют меньшее значение, чем напряжение, действующее в вертикальном направлении. В нормальном коллекторе, где нет существенной разницы между составляющими  $\sigma_x$  и  $\sigma_y$ , они определяются как:

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_z \times \mu/(1 - \mu), \quad (7.6)$$

где  $\mu$  — коэффициент Пуассона, связанный с скоростями продольной и поперечной волны ( $V_p$  и  $V_s$ ) соотношением:

$$\mu = [(V_p/V_s)/2 - 1]/[(V_p/V_s)^2 - 1]. \quad (7.7)$$

Среднее напряжение ( $s_{iso}$ ), возникающее в породе, определяется как:

$$\sigma_{iso} = (\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)/3 = \sigma_z \times (1 + \mu)/[3 \times (1 - \mu)]. \quad (7.8)$$

При проведении эксперимента SCAL в лабораторных условиях эффективное давление прикладывается равномерно ко всему образцу керна. Такие условия называются «изостатическими» (или «гидростатическими»). Это означает, что на самом деле прикладываться должна меньшая по сравнению с величиной, рассчитанной для коллектора, нагрузка. Это учитывается коэффициентом, определяемым уравнением 7.4, типичное значение которого для песчаников составляет 0,3. Значит, напряжение, которое нужно создавать в образцах в лабораторных условиях, составляет лишь  $0,63 \times \sigma_z$ . Зачастую возникает путаница, касающаяся взаимосвязи различных параметров сжимаемости, измеряемых на образцах породы в лабораторных условиях, поэтому ниже предлагаются соответствующие пояснения. Прежде всего, следует иметь в виду, что когда к образцу прикладывается внешнее напряжение, можно либо поддерживать поровое давление на постоянном уровне, либо позволить ему меняться. Упругость пор при постоянном поровом давлении, обозначаемая  $C_{pc}$  ( $= 1/K\phi$ ), определяется соотношением:

$$C_{pc} = -(1/V_{pore}) \times \partial V_{pore}/\partial P_c \quad (7.9)$$

где  $V_{pore}$  — поровый объем, а  $P_c$  — приложенное эффективное давление.

Общая объемная упругость образца при постоянном эффективном давлении, обозначаемая  $C_{bp}$ , определяется соотношением:

$$C_{bp} = -(1/V_{bulk}) \times \partial V_{bulk}/\partial P_p, \quad (7.10)$$

где  $V_{bulk}$  — общий объем образца, а  $P_p$  — поровое давление.

Общая объемная упругость при постоянном поровом давлении, обозначаемая  $C_{bc}$  ( $= 1/K_{dry}$ ), определяется соотношением:

$$C_{bc} = -(1/V_{bulk}) \times \partial V_{bulk}/\partial P_c. \quad (7.11)$$

Упругость пор при постоянном эффективном давлении, обозначаемая  $C_{pp}$ , определяется соотношением:

$$C_{pp} = -(1/V_{pore}) \times \partial V_{pore}/\partial P_p. \quad (7.12)$$

При моделировании эффектов уплотнения пород коллектора, возникающих вследствие истощения пласта, обычно представляет интерес величина  $C_{bp}$ , поскольку давление вышележащих пород будет оставаться неизменным, тогда как поровое — снижаться. При гидродинамическом

моделировании, как правило, представляет интерес величина  $C_{pp}$ . Для измерения пористости, показателя цементации и проницаемости под давлением вышележащих пород подрядчику, занимающемуся исследованием керна, как правило, предоставляются необходимые значения давлений. Несмотря на то что наиболее важным является давление, соответствующее условиям исходного линейного напряжения, измерения должны проводиться также и за пределами этого давления, чтобы исключить погрешность оценки коэффициента Пуассона и охватить условия, ожидаемые при истощении пласта.

Заметим, что испытание на герметичность обычно проводимое после установки башмака обсадной колонны, может также предоставить полезную информацию о наименьшем горизонтальном напряжении. При проведении такого испытания на пласт с помощью бурового раствора подается избыточное давление до состояния, близкого к разрыву пласта. Следовательно, это давление (после поправки на вес столба раствора в скважине) будет эквивалентно наименьшему горизонтальному напряжению. Когда  $V_p$  и  $V_s$  измеряются в скважине с помощью прибора дипольного акустического каротажа, можно напрямую рассчитать коэффициент Пуассона. Обычно он приводится на предоставляемой клиенту распечатке каротажной диаграммы.

### Упражнение 7.1. Эффективное напряжение пород

Вам необходимо решить, какое гидростатическое лабораторное давление следует использовать при измерении некоторых характеристик образцов керна. Существенная информация:

Глубина 12 000 футов;

Градиент давления вышележащих пород: 1 (фунт/дюйм<sup>2</sup>)/фут;

Градиент пластового давления: 0,435 (фунт/дюйм<sup>2</sup>)/фут;

Коэффициент Пуассона породы: 0,35.

1. При каком давлении должны проводиться лабораторные измерения?
2. Допустим, вам сообщили, что коэффициент упругости пор для образцов составляет 0,85. Какое давление следует использовать?

# ЦЕННОСТЬ ИНФОРМАЦИИ

Петрофизикам очень важно ощущать экономический эффект от работы, которую они выполняют. Они должны представлять, в какой степени окупаются расходы на проведение соответствующего вида каротажа. В настоящей главе представлены некоторые рассуждения на эту тему и описан инструментарий оценки.

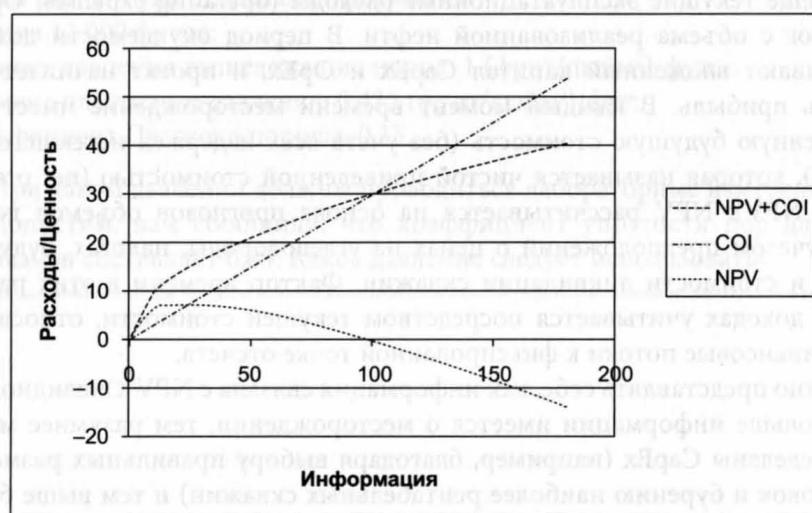
В рамках стандартной экономической модели нефтяного промысла расходование денег на разведку осуществляется до тех пор, пока не будет открыто месторождение. После того как открытие сделано, следует фаза разработки, включающая значительные капитальные затраты (capital expense, CapEx) на бурение скважин и монтаж инфраструктуры. В определенный момент от продажи добывших углеводородов начинают поступать деньги и окупать произведенные затраты CapEx. Кроме того, имеются еще текущие эксплуатационные расходы (operating expenses, OpEx) и налог с объема реализованной нефти. В период окупаемости доходы покрывают вложенный капитал CapEx и OpEx, и проект начинает получать прибыль. В каждый момент времени месторождение имеет определенную будущую стоимость (без учета всех издержек истекшего периода), которая называется чистой приведенной стоимостью (net present value, NPV). NPV рассчитывается на основе прогнозов объемов добычи с учетом предположений о ценах на углеводороды, налогах, будущих OpEx и стоимости ликвидации скважин. Фактор времени в этих расходах и доходах учитывается посредством текущей стоимости, относящей все финансовые потоки к фиксированной точке отсчета.

Важно представлять себе, как информация связана с NPV. Очевидно, что чем больше информации имеется о месторождении, тем разумнее могут быть сделаны CapEx (например, благодаря выбору правильных размеров установок и бурению наиболее рентабельных скважин) и тем выше будет доход. Но несмотря на это, существует также и эффект сокращающихся доходов. Этот эффект иллюстрируется на рис. 8.1. Благодаря затратам на

получение информации NPV растет до определенной точки, после которой начинает падать. Даже если деньги на получение информации расходуются в неизменном темпе, прирост ценности информации по мере эксплуатации скважины будет становиться все меньше, поскольку уже не остается решений, реализовав которые на базе имеющейся информации, можно было бы добиться еще больших доходов. Наглядным примером является отбор керна на месторождении за один месяц до ликвидации скважины: эти данные уже не могут повлечь за собой каких-либо изменений, так что деньги можно считать выброшенными на ветер.

О каких же финансовых средствах идет речь, по крайне мере в отношении расходов на каротаж? Допустим, в самом начале срока эксплуатации месторождения с предполагаемыми запасами в 50 млн брл еще до проектирования каких-либо установок принимается решение провести ядерный магнитный каротаж (ЯМК) всех скважин на ранней стадии разработки. Это потребует расходов в полмиллиона долларов, однако предполагается, что данный метод всегда дает правильные результаты. Проведение такого каротажа оправданно ввиду имеющихся известных проблем с традиционными методами оценки: предполагают с вероятностью 30%, что начальные геологические запасы товарной нефти (*stock tank oil initially in place, STOIP*) серьезно недооцениваются, и могут составлять до 75 млн брл.

Посмотрим, к чему приведет отказ от подобного каротажа. Не будет истрачено 0,5 млн долларов США. С вероятностью 70% инфраструктура будет спроектирована корректно, и NPV месторождения составит, ска-



**Рис. 8.1.** Ценность информации

жем, 500 млн долларов США. Однако с 30% вероятностью STOIP составляет 75 млн брл. Если это так, то наземное оборудование, рассчитанное на объем 50 млн брл, будет недостаточно производительным, что приведет к замедлению добычи и более низкому окончательному коэффициенту нефтеотдачи. Это означает, что NPV составит лишь 650 млн долларов США.

Если бы размеры инфраструктуры были изменены в расчете на добывчу 75 млн брл, то NPV составила бы 700 млн долларов США. Дополнительная ожидаемая денежная стоимость (estimated monetary value,  $\Delta EMV$ ) вследствие применения ЯМК-каротажа может быть рассчитана следующим образом:

$$\begin{aligned}\Delta EMV = & (0,3 \times 700 + 0,7 \times 500 - 0,5) - \\& - (0,3 \times 650 + 0,7 \times 500) = 14,5 \text{ млн долл.}\end{aligned}\quad (8.1)$$

Очевидно, что в данном случае решение провести ЯМК является выгодным. Однако следует отметить, что само по себе оно не позволит добывать дополнительно 25 млн брл нефти, которые могут стоить 500 млн долларов США. Оно лишь позволяет принимать решения, направленные на более эффективную разработку месторождения. Большая часть этих дополнительных 25 млн брл нефти была бы добыта в любом случае.

До сих пор предполагалось, что прибор всегда выдает правильный результат. Теперь рассмотрим ситуацию, когда правильность показаний приборов характеризуется степенью достоверности  $R$  (в долях единицы). Здесь имеется возможность обустройства месторождения в расчете на запасы 75 млн брл, в то время как фактические запасы составляют только 50 млн брл. Допустим, в данном случае установлено, что значение NPV составляет 400 млн долларов США. Эти данные могут быть представлены в виде дерева решений (см. рис. 8.2).

Следуя той же логике, что и выше, для EMV можно записать:

$$\begin{aligned}\Delta EMV = & (R \times (0,3 \times 700 + 0,7 \times 500) + (1 - R) \times (0,3 \times 650 + \\& + 0,7 \times 400) - 0,5) - (0,3 \times 650 + 0,7 \times 500).\end{aligned}\quad (8.2)$$

Для случая, когда  $R = 0,5$  (50% вероятность правильного результата):

$$\Delta EMV = 517 - 545 = -28.$$

Следовательно, решение провести ЯМК-каротаж обойдется компании в этом случае в 28 млн долларов США!

Когда бы мне ни попадались расчеты, выполненные на основе подобного дерева решений, вероятность того, что полученные данные могут привести к принятию ошибочного решения, никогда не рассматривалась. Уравнение 8.2 позволяет вычислить значение  $R$ , при котором сбор данных

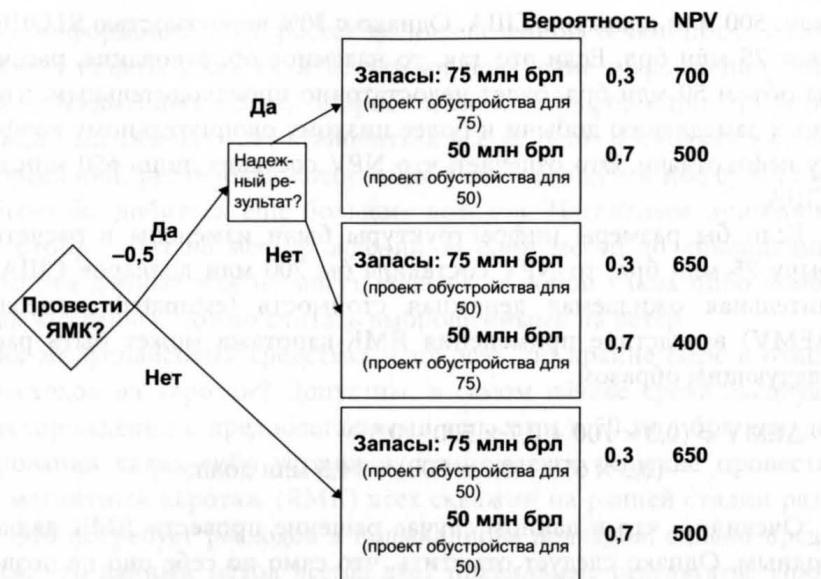


Рис. 8.2. Дерево решений

становится целесообразным. Если построить  $\Delta EMV$  в зависимости от  $R$ , получим график, показанный на рис. 8.3. Из этого графика видно, что при достоверности ниже 67% метод ЯМК использовать не рекомендуется. На основании данного графика можно оценить, какой будет экономическая выгода, если предпринять соответствующие меры (например, провести дополнительную калибровку прибора, специальные исследования и т. д.) по повышению надежности метода. Такие графики являются отличным средством убеждения руководства в полезности сбора данных и необходимости проведения исследовательских кампаний. Математические понятия теории вероятности, относящиеся к ценности информации (value of information, VOI), обсуждаются в приложении 4.

Вообще говоря, в самом начале срока эксплуатации месторождения  $EMV$  точной информации очень высока. Однако отрицательное значение  $EMV$  от информации, которая лишь сбивает с толку, может быть даже выше. Это связано с тем, что снижение  $NPV$  вследствие строительства наземной инфраструктуры слишком малой мощности будет существенно меньше, чем расходы на строительство чрезесчур мощной инфраструктуры, поскольку в первом случае, скорее всего, произойдет лишь замедление добычи, тогда как во втором будет иметь место неиспользованная мощность, что равноценно просто потере капитала. Вдобавок ко всему сказанному, изначально необходимо было еще заплатить за информацию.

В конце срока эксплуатации месторождения ситуация выглядит совершенно по-иному. При уже имеющейся инфраструктуре тот факт, что STOIP составляет 75 млн брл вместо 50 млн брл, не приведет к какому-либо существенному изменению в разработке, а лишь позволит заработать несколько больше денег, чем первоначально ожидалось. Более того, если обнаружится, что значение STOIP меньше ожидаемого, с этим тоже уже ничего нельзя поделать. По сути, со временем ценность информации уменьшается, а расходы на сбор данных остаются неизменными. Поэтому вначале расходы на каротаж фактически были ничтожными, а степень его надежности являлась решающей проблемой, тогда как в конце срока эксплуатации месторождения расходы могут стать главным фактором, а влияние ненадежных данных — уменьшиться.

Золотые правила, позволяющие оценить обоснованность сбора и применения новых данных, можно суммировать таким образом:

- При рассмотрении потенциальных экономических преимуществ, предоставляемых полученными данными, необходимо принимать во внимание экономику всего месторождения, критически оценивать различные решения, которые в результате будут приняты, и их возможные последствия.
- Реализация обнаруженного дополнительного количества углеводородов не обязательно компенсирует издержки, связанные с поиском этих углеводородов.
- Не следует исключать вероятность того, что информация может привести к принятию как верного, так и ошибочного решения.
- Помните, что всегда можно собрать данные, но никак их не использовать, если есть основания считать их ненадежными или если они

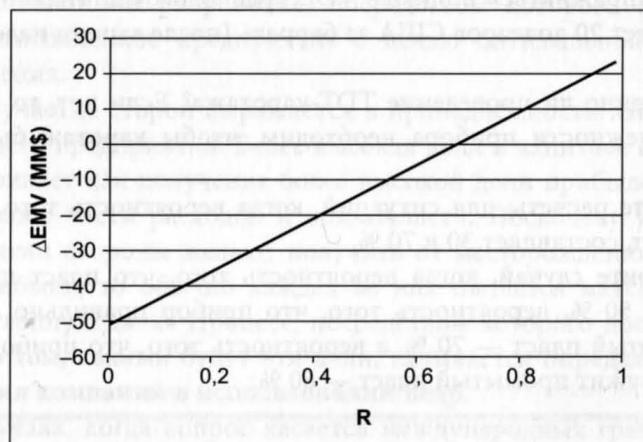


Рис. 8.3. График  $\Delta EMV$  в зависимости от  $R$

просто подтверждают уже сделанные предположения. Некоторые данные (например, начальное пластовое давление) могут быть получены только на ранней стадии разработки месторождения, так что иногда стоит собрать их, даже если их ценность не может быть немедленно определена.

### Упражнение 8.1. Анализ дерева ошибок

Рассмотрите следующий сценарий:

Вам нужно решить, проводить ли импульсный нейтронный гамма-каротаж (thermal decay time, TDT) в старой продуктивной скважине. Стоимость каротажа составляет 20 000 долларов США (включая расходы на мобильную каротажную лабораторию, лубрикатор и т.д.). Скважина в настоящее время добывает из пласта A 200 брл нефти ( $31,8 \text{ м}^3$ ) в сутки. Ожидается, что без вмешательства извне в скважине будет добыто еще около 60 000 брл. Однако пласт B, который в данной скважине не перфорировался, еще может быть продуктивным. С вероятностью 50% он уже промыт, но если это не так, то из него можно ожидать дебит нефти 600 брл в сутки в течение года, или всего около 180 000 брл.

После проведения каротажа методом ТДТ у вас остается выбор, оставить ли все как есть на данный момент, или израсходовать 1 млн долларов США на капитальный ремонт скважины и перевод ее на пласт B. Пластовая вода слабоминерализованная, и сравнительная база для данных ТДТ-каротажа отсутствует. В связи с этим надежность результатов оценивается только на уровне 70%. Если вы примете решение перевести скважину на пласт B, а он окажется обводненным, скважину придется ликвидировать.

Чтобы поупражняться в оценке VOI, предположите, что стоимость нефти составляет 20 долларов США за баррель (после вычета налогов).

1. Обоснованно ли проведение ТДТ-каротажа? Если нет, то какой уровень надежности прибора необходим, чтобы каротаж был обоснован?
2. Повторите расчеты для ситуаций, когда вероятность того, что пласт B промыт, составляет 30 и 70 %.
3. Рассмотрите случай, когда вероятность того, что пласт промыт, составляет 50 %, вероятность того, что прибор правильно обнаружит непромытый пласт — 70 %, а вероятность того, что прибор правильно обнаружит промытый пласт — 60 %.

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОЛЕВОГО УЧАСТИЯ КОМПАНИЙ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ НЕДР

Определение долевого участия компаний в использовании недр становится необходимым, когда часть залежи выходит за определенную границу и становится предметом различных существенных условий. Такая граница может возникнуть: (а) вследствие различного права собственности на занимаемые площади, так как это происходит в Северном море, где разные группы компаний контролируют различные лицензионные участки, или (б) в результате прохождения международных границ. В любом из этих случаев необходимо определить количество углеводородов, залегающих с каждой стороны границы. Обычно при определении долевого участия компаний в использовании недр заключают **договор о централизованной разработке**, посредством которого формируется единое промышленное предприятие с целью оптимальной разработки месторождения.

Долевое участие сторон выражается в принадлежности им долей этого управляющего предприятия. Более высокая доля в капитале предприятия предусматривает как получение более высокой доли прибылей, так и несение большей части расходов и обязательств. Поскольку участвующие в предприятии стороны желают получить от месторождения как можно больше прибыли, то обычно каждая из них пытается максимизировать свою собственную долю. Процесс, посредством которого достигается соглашение о том, какими будут эти доли, называется **определением долевого участия компаний в использовании недр**.

В тех случаях, когда вопрос касается международных границ, определение долевого участия может растянуться на много месяцев или даже лет и значительно задержать начало добычи углеводородов. Осознание

этого факта наряду с тенденцией уменьшения размеров месторождений, открываемых в последние годы, привело к более прагматичному подходу. Однако технические затраты все же остаются существенными. Когда месторождение только что открыто, и имеющегося количества данных недостаточно для того, чтобы осуществить надлежащее определение долевого участия, стороны обычно договариваются о предварительном определении долей. Это предварительное рабочее соглашение, обеспечивающее разведку и разработку месторождения в рамках затрат, которые на последующей стадии перераспределяются и корректируются в соответствии с окончательной процедурой определения долей.

## 9.1. ОСНОВЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОЛЕВОГО УЧАСТИЯ КОМПАНИЙ

Очевидно, существуют различные способы определения долей, основанные на параметрах, предельные значения которых для данного месторождения легко доступны для измерения. К ним относятся:

1. **Суммарный объем** (gross bulk volume, GBV). Стороной с наибольшим GBV могут приводиться доводы в пользу того, что наиболее справедливый способ определения долей основан на учете суммарного объема углеводородосодержащей породы между определенными горизонтами. Преимущество этого способа состоит в относительной быстроте и простоте, поскольку сторонам нужно будет договориться только об интерпретации данных сейсмической разведки и о методиках картирования. Однако другие стороны могут справедливо утверждать, что ценность имеют не породы, а добываемые из них углеводороды. Поэтому если можно достаточно надежными методами определить добычу углеводородов с той или другой стороны границы, принимать решение исключительно на основе GBV было бы несправедливо.
2. **Чистый объем порового пространства** (net pore volume, NPV). Выбор этого параметра мог бы быть обоснован тем, что его расчет тоже относительно прост. Однако, если качество коллектора с разных сторон границы различается, вклад в добычу с той стороны, где оно хуже, будет меньшим. Кроме того, если с одной стороны кровля залежи находится на меньшей высоте над уровнем свободной воды (free water level, FWL), значит, она содержит и относительно меньшее количество углеводородов. Этот параметр также никак не учитывает различие относительной ценности нефти и газа.
3. **Эффективное поровое пространство** (hydrocarbon pore volume, HCPV). Благодаря введению насыщенности устраняются некоторые

из недостатков использования чистого порового объема, но при этом так и не принимается во внимание тот факт, что не все углеводороды могут быть извлечены (например, если они залегают в очень тонких и низкопроницаемых пластах), а также не учитывается относительная ценность нефти и газа.

4. **Баррели нефтяного эквивалента** (barrels of oil equivalent, BOE). Для определения этого параметра используется коэффициент, преобразующий объем газа в условиях естественного залегания в эквивалентный объем нефти на основе учета их относительной ценности. Этот коэффициент отражает ценность газа *in-situ* по сравнению с ценностью нефти, принимая во внимание и стоимость его транспортировки. Следовательно, он учитывает тот факт, что с одной стороны границы может быть относительно больше газа, чем с другой. Заметим, что существует два типа газа, оба из которых следует учитывать: попутный газ, растворенный в нефти, и любой свободный газ, находящийся в коллекторе. Как правило, для обоих типов газа можно использовать один и тот же газонефтяной фактор.
5. **Запасы.** Возможна аргументация в пользу того, что это единственно справедливый способ надлежащего распределения ценности. Однако на практике бывает невозможно договориться о том, каков реальный объем добычи с обеих сторон от границы. Относительные вклады в добычу будут обязательно зависеть от стратегии разработки и местоположения скважин.

Технические группы, работающие в каждой компании, как правило, проводят свою собственную оценку активов на основе использования всех перечисленных выше параметров. Определив, какой из них наиболее предпочтителен, они стараются убедить другие стороны опираться именно на него. Не нужно объяснять, что каждая сторона, скорее всего, будет предлагать свой собственный метод только потому, что он больше ей подходит, а не из какого-то реального желания упростить данный процесс. Во всех случаях, когда мне приходилось участвовать в определении долевого участия компаний в использовании недр, окончательное решение принималось в пользу критерия BOE. Обычно его использование для этой цели представляется наиболее логичным.

## 9.2. ПРОЦЕДУРЫ И СРОКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОЛЕВОГО УЧАСТИЯ

Как упоминалось выше, на ранних стадиях разработки месторождения старшие менеджеры компаний совещаются и приходят к соглашению о предварительном определении прав на активы, позволяющих начать разработку. Если предварительное долевое участие мало, значит, денежные

вложения, необходимые для разработки, будут меньше. Поэтому можно считать, что минимизация предварительно определенной доли компании выгодна. Часто бывает, что окончательная доля компании отличается от предварительно определенной незначительно. Некоторые компании осмотрительно стараются держать стоимость своих предварительных долей как можно ниже, поскольку считают, что стоимость окончательной доли может оказаться еще ниже.

На стадии предварительного определения долей стороны не обязаны пользоваться одними и теми же данными или делать данные ГИС, полученные со своей стороны границы, доступными для других сторон, если они чувствуют, что это наносит им ущерб. Менеджеры также должны прийти к соглашению о том, кто будет управлять месторождением и его инфраструктурой. В некоторых случаях расходы на обслуживание разведочных скважин могут быть поделены между сторонами, если скважины могут быть в дальнейшем использованы для разработки месторождения. Все эти соображения должны учитываться в рамках **договора о совместной разработке** с учетом временного договора о централизованной эксплуатации.

Вообще говоря, предварительное определение долей будет продолжать действовать в течение всего времени разведочного бурения до начала промышленной добычи нефти (или газа). В этот момент одна или несколько участвующих в предприятии сторон могут потребовать окончательного определения долевого участия. Заметим, что на самом деле несущественно, когда это реально произойдет. Каждая сторона будет взвешивать, сколько она может выиграть или потерять в результате такого определения, имея в виду и связанные с этим расходы. Может так случиться, что все стороны, справедливо или ошибочно, будут считать, что не в их интересах призывать к окончательному определению долевого участия, и в этом случае предварительное определение долей может оставаться в силе. Как правило, предложения по определению долей участия могут поступать и в дальнейшем, по мере эксплуатации месторождения. Однако с течением времени стимул для такого определения может уменьшиться в связи с уменьшением остаточной стоимости месторождения и вероятного роста связанных с этим определением расходов (вследствие необходимости дополнительного сбора данных).

Существует опыт применения различных методов определения фактических долей. К наиболее общепринятым методам относятся:

1. **Определение на основе технических принципов.** Данная процедура состоит в проведении серии технических совещаний с участием всех сторон, на которых должны быть выработаны технические принципы, составляющие основу для определения их долевого участия. На практике этот подход оказывается неработоспособным, поскольку

каждая из сторон стремится к принятию оптимального лишь для нее технического решения. Как оказалось, такие переговоры могут растягиваться на годы, заканчиваться обращением за помощью в суды и приводить к большим материальным потерям. Поэтому от такой процедуры в целом отказались.

2. **Фиксированное долевое участие.** На ранней стадии эксплуатации месторождения компания, контролирующая наибольшую часть акционерного капитала, может предложить остальным сторонам фиксированную долю, не зависящую от будущего определения долевого участия. В этом случае владелец контрольного пакета акций может позволить себе не выделять большого количества ресурсов на переговоры о малых долях или о предоставлении данных сторонам, составляющим меньшинство. В этом есть польза и для мелкого акционера, каковым является маленькая компания, которая не желает тратиться на окончательное определение долей участия.
3. **Обсуждение условий управления.** Обсуждение условий управления представляет собой всего лишь расширение процедуры предварительного определения долей. В какой-то момент по прошествии нескольких лет менеджеры могут признать необходимость некоторой корректировки предварительного определения долей, при этом не желая втягиваться в большие расходы и процедуру определения технических условий. В этом случае они обычно предоставляют друг другу возможность инициировать окончательное определение долевого участия в любой момент в будущем.
4. **Проведение закрытых торгов.** Полного определения технических условий можно также избежать, если каждая сторона подготовит и передаст запечатанные заявки на долевое участие независимой третьей стороне (например, эксперту). Если суммарное предложение по долям участия будет меньше, скажем, 110%, то каждая доля может быть уменьшена в соответствующей пропорции. Если эта сумма превышает 110%, то может быть инициирована техническая процедура.
5. **Определение на основе экспертного заключения.** При осуществлении полной технической процедуры все имеющиеся сведения передаются независимому эксперту, который и должен сделать соответствующее заключение. Теоретически это выглядит наиболее логичным способом определения долевого участия. Однако и здесь имеется ряд подводных камней:
  - Стороны должны суметь договориться о подходящем эксперте.
  - Преимущественно вся техническая работа должна быть выполнена заново с соответствующими временными и финансовыми за-

тратами. Также могут возникнуть трудности с передачей эксперту всех данных в удобном формате.

- Если в заключении эксперта доля какой-либо стороны существенно изменяется по сравнению с ее первоначальным предложением, эти результаты могут быть оспорены и не приняты стороной, поставленной в невыгодное положение.

**6. Обращение к эксперту за руководящими указаниями.** Чтобы не заставлять эксперта выполнять всю техническую работу с нуля, все стороны имеют право направить ему технический отчет, формулирующий их соответствующие требования на доли в акционерном капитале. Проверив эти отчеты и проанализировав слабость и силу каждой из сторон, эксперт может предложить свой вариант разделения капитала. Это, несомненно, более быстрая и дешевая альтернатива экспертизному заключению. Однако проблема может остаться нерешенной, поскольку сторона, теряющая часть своей доли, имеет право дать отвод предложению эксперта.

**7. Привлечение эксперта для маятникового арбитража.** Данная процедура аналогична предыдущей, за исключением того, что эксперта просят лишь сделать выбор из предложенных ему вариантов, не проводя между ними никакой интерполяции. Идея состоит в том, что стороны рисуют не получить затребованной доли ввиду ее неоправданно большого размера, вследствие чего их предложение не будет поддержано. Эта процедура быстрее и проще, чем получение консультаций у эксперта, но она имеет те же слабые места. Она также вносит элемент лотереи, что для многих компаний является неприемлемым.

На мой взгляд, обсуждение условий управления почти всегда предпочтительнее для определения долей участия, поскольку оно экономит много времени и денег, и даже полное техническое рассмотрение этого вопроса, вероятно, не является настолько точным, как нас в этом пытаются убедить технические эксперты. Однако в большинстве случаев определения долевого участия, в которых мне приходилось участвовать, добная воля компаний по отношению друг к другу исчезала на самой ранней стадии процесса в результате позиций менеджеров среднего звена, старающихся добиться своих целей и ведущих себя неконструктивно. Поэтому, как правило, альтернативы полному определению долевого участия компаний в использовании недр не существует. Я знаю компанию, затратившую на определение своего долевого участия 16 человеко-лет офисной работы. Помимо этого, она истратила миллионы долларов на услуги экспертов и юристов. Мне также известно месторождение (пересекаемое международной границей), разработка которого была приостановлена на семь лет из-за невозможности заключения договора о централизованной эксплуатации.

### 9.3. РОЛЬ ПЕТРОФИЗИКА В ОПРЕДЕЛЕНИИ ДОЛЕВОГО УЧАСТИЯ КОМПАНИИ

Когда петрофизик располагает всеми данными, необходимыми для определения долевого участия методами эффективного порового объема (НСРВ) или эквивалентных нефтяных баррелей (ВОЕ), он играет ключевую роль, представляя интересы своей компании в рассмотрении вопроса об определении ее долевого участия в разработке недр. Ясно, что он обязан выполнять расчет параметров, используя общепринятые и точные методики. Однако совершенно разумно, что эти методики должны выбираться и использоваться таким образом, чтобы его компания могла претендовать на наиболее предпочтительное участие в акционерном капитале.

Не всегда очевидно, как на эту долю будет влиять выбор различных методов и параметров. Поэтому первое, что нужно сделать — это так настроить модель, чтобы она позволяла быстро оценивать влияние изменения параметров и самой модели на участие в акционерном капитале. Проще всего это можно сделать следующим способом. С любой стороны границы выберем скважину, которую можно считать наиболее типичной для данного набора скважин. В некоторых случаях выбор может не ограничиваться одной скважиной, особенно если в них присутствуют и газ, и нефть. Скопируем все необработанные каротажные данные в электронную таблицу. Назначим следующим параметрам статус основных переменных:

- Границочное значение глинистости ( $V_{sh}$ )
- Границочное значение пористости
- Плотность зерен
- Плотность флюида, газосодержащая часть пласта
- Плотность флюида, нефтесодержащая часть пласта
- Плотность флюида, водосодержащая часть пласта
- $R_w$
- $m$
- $n$
- FWL
- Газонефтяной контакт (gas/oil contact, GOC)
- J-функция,  $S_{wirr}$
- J-функция, значение  $a$
- J-функция, значение  $b$
- J-функция,  $\sigma \cos(\theta)$  (нефть/вода)
- J-функция,  $\sigma \cos(\theta)$  (газ/вода)
- Плотность нефти
- Плотность газа
- Плотность воды

- Газонефтяной фактор (для преобразования объема газа в условиях естественного залегания в объем нефти)

Настроим процесс оценки скважин на основе вышеприведенных переменных так, чтобы по каждой скважине обеспечить показатели, влияющие на параметры долевого участия, следующим образом:

- GBV: по высоте общего столба углеводородов.
- NPV: по суммарному чистому объему, умноженному на пористость.
- HCPV<sub>1</sub>: по суммарному чистому объему, умноженному на пористость и на  $(1 - S_w)$ , где  $S_w$  определяется по методу Арчи.
- BOE<sub>1</sub>: согласно HCPV<sub>1</sub>, но с умножением объема газа на газонефтяной фактор перед суммированием.
- HCPV<sub>2</sub>: согласно HCPV<sub>1</sub>, за исключением применения *J*-функции вместо метода Арчи.
- BOE<sub>2</sub>: согласно HCPV<sub>2</sub>, но с умножением объема газа на газонефтяной фактор перед суммированием.

Пусть скважина с одной стороны границы называется А, а с другой — В. Определим следующие параметры:

$$EQ(GBV) = GBV(A)/(GBV(A) + GBV(B)),$$

где GBV(A) представляет собой показатель GBV по скважине А и т. д.

$$EQ(NPV) = NPV(A)/(NPV(A) + NPV(B));$$

$$EQ(HCPV_1) = HCPV_1(A)/(HCPV_1(A) + HCPV_1(B));$$

$$EQ(BOE_1) = BOE_1(A)/(BOE_1(A) + BOE_1(B));$$

$$EQ(HCPV_2) = HCPV_2(A)/(HCPV_2(A) + HCPV_2(B));$$

$$EQ(BOE_2) = BOE_2(A)/(BOE_2(A) + BOE_2(B)).$$

Следует отметить, что при использовании на одной из сторон границы более одной скважины эти уравнения могут быть легко обобщены с помощью соответствующих относительных весовых коэффициентов. Например, если с одной стороны выбираются две скважины (А и В), а с другой имеется только одна (С), и есть основания полагать, что скважина А примерно вдвое важнее скважины В, расчетное соотношение будет выглядеть как:

$$EQ(BOE_1) = (BOE_1(A) + 0,5 \times BOE_1(B))/(BOE_1(A) + 0,5 \times BOE_1(B) + BOE_1(C)).$$

Нас интересует не абсолютное значение EQ(BOE<sub>1</sub>), а лишь его относительная величина по сравнению с другими показателями для определения

долевого участия (например, EQ ( $BOE_2$ )) и то, как эта величина изменяется в зависимости от входных петрофизических параметров. Значение, являющееся максимальным, и нужно положить в основу определения доли участия вашей компании. При дальнейшем обсуждении мы будем полагать, что для определения ее долевого участия наиболее разумным является использование метода эквивалентных нефтяных баррелей (BOE).

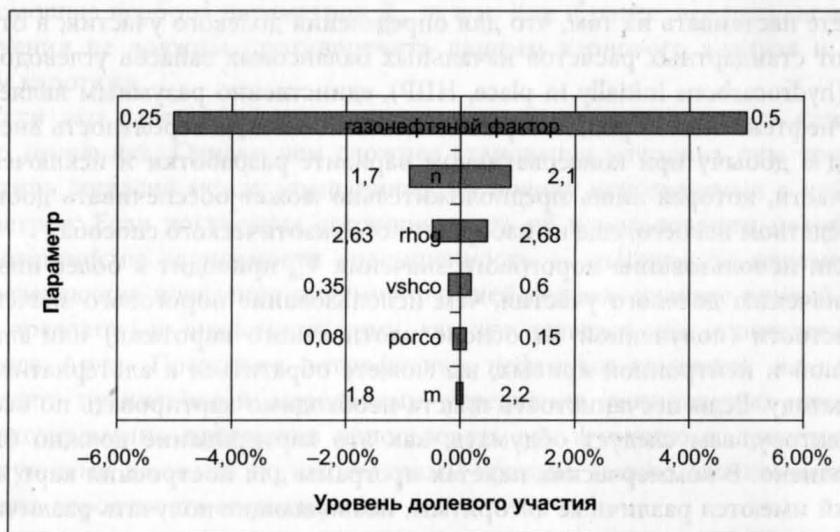
В этом месте, вероятно, лучше всего решить, выгоднее ли при определении насыщенности ориентироваться на использование функции «насыщенность — высота» или стоит предпочесть простой метод Арчи. Аргументы, говорящие в пользу каждого из этих подходов:

#### Аргументы в пользу метода Арчи:

- Относительно легко пойти на использование входных параметров, полученных методом Арчи, особенно в том случае, если доступны данные специального анализа керна (special core analysis, SCAL) и проведен каротаж в водонасыщенной части пласта.
- Петрофизики усредняют данные капиллярной кривой разными способами, и трудно договориться об использовании единой функции «насыщенность — высота».

#### Аргументы в пользу метода J-функции:

- Применение функций «насыщенность — высота» представляет собой единственный приемлемый способ проведения на месторождении объеметрических исследований.



**Рис. 9.3.1.** Влияние петрофизических параметров на величину долевого участия

- Это тот тип функции, который используется в динамической модели, так что ее следует также использовать для волюметрических оценок.

Следующий шаг состоит в определении относительного веса каждого из входных параметров в величине долевого участия компании. Это делается путем поочередного варьирования входных параметров в допустимых пределах и наблюдения за тем, как это влияет на  $EQ(BOE_1)$  и  $EQ(BOE_2)$ . Результат такого исследования приведен на рис. 9.3.1.

Результаты этих манипуляций указывают на способ, с помощью которого можно оказать наибольшее влияние на величину акционерной доли. При обсуждении со своими компаниями параметров, которые должны использоваться для оценки, вы можете заранее решить, где вам следует настаивать на использовании конкретного параметра, а каким параметром можно пренебречь.

### Песчанистость

Если скважины с вашей стороны границы вскрывают пласти худшего качества, чем скважины, находящиеся на противоположной стороне, значит, в ваших интересах настаивать на применении либо малых граничных значений, либо на отказе от них. Как упоминается в главе 2, существует много веских аргументов в пользу отказа от применения граничных значений, но даже те граничные значения, которые все-таки применяются, могут быть рассчитаны благоприятно для вашей стороны за счет способа расчета величины  $V_{sh}$  и применяемого для нее граничного значения. Если скважины на вашей стороне имеют относительно хорошее качество, вы можете настаивать на том, что для определения долевого участия, в отличие от стандартных расчетов начальных балансовых запасов углеводородов (hydrocarbons initially in place, НИР), единственным разумным является учет нефтеносных пород, которые имеют наибольшую вероятность внести вклад в добычу при консервативном варианте разработки и исключение той части, которая лишь предположительно может обеспечивать добычу посредством некоего, еще не изобретенного экзотического способа.

Если использование порогового значения  $V_{sh}$  приводит к более низкому значению долевого участия, чем использование порогового значения пористости (полученной на основе плотностного каротажа) или плотностной и нейтронной кривых, вы можете обратиться к альтернативному методу. Если песчанистость пласта необходимо картировать по всему коллектору, вам следует обдумать, как это картирование должно быть выполнено. В коммерческих пакетах программ для построения карт изолиний имеются различные алгоритмы, позволяющие получать различные результаты для степени долевого участия. Из этого факта также можно извлечь выгоду, предложив использовать либо неизменные значения пес-

чанистости по всему месторождению, либо неизменные, но различные ее значения на обеих сторонах границы.

### Пористость

В предположении, что для определения пористости используется метод плотностного каротажа, можно исследовать, какие значения плотности флюида и плотности зерен являются оптимальными для обоснования выбранной вами позиции, при условии, что эти значения не противоречат данным кернового анализа и региональным данным. Лично я не рекомендую использовать метод, основанный на кросссплите плотностного и нейтронного каротажа, даже если он дал лучший вариант долевого участия. Однако этот метод широко используется в некоторых нефтяных компаниях, и если другая компания предлагает его использовать (и это благоприятствует вашему долевому участию), то, возможно, не стоит против этого особенно протестовать. Как и в случае с песчанистостью пласта, способ картирования пористости может существенно влиять на степень долевого участия, и это следует принимать во внимание.

### Насыщенность

Как уже отмечалось выше, рекомендуется заранее договориться о том, какой метод должен использоваться — метод каротажа сопротивления или метод функции «насыщенность — высота». Если выбрана модель Арчи, степень долевого участия можно попытаться оптимизировать с помощью подбора параметров  $R_w$ ,  $t$  и  $n$ . Как и ранее, все предлагаемые значения не должны противоречить данным кернового анализа и данным каротажа.

Если это целесообразно, можно также использовать модель глинистого песчаника. Однако чем сложнее становится методика, тем труднее достичь согласия между компаниями по поводу используемых в ней параметров. Если достигнута договоренность об использовании методики, основанной на зависимости «насыщенность — высота», то параметры, определяющие поведение оптимизирующей долевое участие кривой, могут предлагаться аналогично тому, как это делается при использовании метода Арчи. Поскольку петрофизики нефтяных компаний не всегда владеют правильными методиками усреднения капиллярных кривых, заблаговременно предложив использовать эту функцию и дополнив ее доступными данными по капиллярным кривым, можно значительно повысить вероятность ее поддержки.

### Межфлюидные контакты

Ввиду того, что форма резервуара, как правило, несимметрична относительно границы, местоположение межфлюидных контактов зачастую существенно влияет на долевое участие компании. Если используется функция «насыщенность — высота», то для определения объемных показателей в качестве порогового значения должен быть принят уровень свободной воды (free water level, FWL). Если используется традиционный метод Арчи, то более предпочтительным является водоуглеводородный контакт (hydrocarbon/water contact, HWC). Перемещение ГНК вверх или вниз в коллекторе с газовой шапкой для компании может быть как выгодным, так и невыгодным.

Когда контакты четко видны на каротажных диаграммах, оснований для дебатов не остается. Однако когда это не так, возможен выбор из широкого диапазона контактов, в зависимости от допущений, сделанных относительно пластовых давлений, точки максимальной насыщенности коллектора, давления насыщения и т. д. Если для оценки влияния на степень долевого участия используется модель с двумя скважинами, необходимо позаботиться о том, чтобы это было действительно репрезентативно. В случае сложной геометрии коллектора, когда по мере увеличения глубины водоуглеводородного контакта открываются дополнительные залежи, может возникнуть необходимость воспользоваться пакетом картографических программ для надлежащей оценки влияния положения контакта на степень долевого участия компании.

### Упражнение 9.1. Оптимизация долевого участия компании

Рассмотрите следующий сценарий:

Скважина 1 (test 1) находится на вашей стороне границы участка, а скважина 2, пробуренная в той же самой залежи, находится на другой стороне границы и контролируется другой компанией. У вас имеется договоренность со второй компанией совместно пользоваться получаемыми данными и следовать общей петрофизической модели при оценке месторождения. В скважине 2 отсутствуют данные кернового анализа.

Вы договорились передать второй компании техническое описание с рекомендуемой вами моделью для оценки месторождения. Если эта модель будет принята второй компанией, она может стать основой для определения долевого участия компаний.

Выполните оценку скважины 2. Подробно опишите технически оправданную модель для оценки обеих скважин, оптимизирующую вашу позицию в отношении долевого участия. Данные каротажа скважины 2 (test 2) приведены в приложении 3. Считайте, что данные приведены для вертикальной скважины с отсчетом высоты относительно среднего уровня моря.

# ПЕТРОФИЗИКА И ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ

Цель настоящей главы — предоставить читателям удобную справочную информацию по различным аспектам геологии добычи, с которыми петрофизикам приходится сталкиваться ежедневно. При этом приведенная информация не претендует на роль исчерпывающего руководства по данной дисциплине. Контакт между петрофизиком и геологом по добыче является решающим с точки зрения обеспечения:

- оптимального выбора мест для бурения скважин;
- принятия правильных оперативных решений при бурении скважины;
- оптимального использования имеющихся данных о скважине в модели месторождения;
- понимания взаимосвязи между добывчей из данной скважины и ее положением на структуре.

Чтобы такое взаимодействие было успешным, важно, чтобы имело место рабочее взаимопонимание и общая терминология.

В соответствии со своими основными обязанностями промысловый геолог должен:

1. Сопоставлять все доступные данные скважин на участке добычи, выстраивая логическую и непротиворечивую схему строения пласта.
2. В сотрудничестве с сейсмологом осуществлять геологическую интерпретацию недр, включая составление карт реперных горизонтов и построение геологических разрезов.
3. Уточнять представления о строении недр по мере появления новых скважинных или сейсмических данных.

4. Давать рекомендации по выбору местоположения новых скважин.
5. Определять суммарный объем (gross bulk volume, GBV) резервуара, который может использоваться вместе с данными петрофизики для определения чистого объема порового пространства (net pore volume, NPV), начальных балансовых запасов углеводородов (hydrocarbons initially in place, NIIP) и т.д. Такие модели могут быть детерминистическими (то есть использующими фиксированные распределения свойств коллектора) или вероятностными (то есть использующими вероятностные распределения свойств коллектора).
6. В определенном цифровом формате создавать укрупненную модель резервуара, которая может экспорттироваться в программу-симулятор и использоваться для динамического моделирования и оценки запасов.
7. Обеспечивать геологическое обоснование предлагаемых проектов интенсификации притока из скважин или применения вторичных методов.

Слабое взаимодействие между петрофизиком и геологом может иногда приводить к совершению дорогостоящих ошибок, особенно если речь идет о бурении новых скважин и оценке балансовых запасов. Вот некоторые подводные камни, на которые мне приходилось наталкиваться:

- Когда расчленение пласта на зоны выполнено слишком грубо (то есть когда одна зона охватывает большой интервал по глубине), может наблюдаться значительная вариация коллекторских свойств. В этой ситуации осреднения коллекторских свойств в пределах пласта может оказаться совершенно недостаточно. Возьмем, к примеру, высококачественный нефтеносный песчаный прослой толщиной 3 м со значением проницаемости 1 Д, залегающий над 100-метровым интервалом из песчаника с проницаемостью 10 мД. Вся зона в среднем может показаться непродуктивной, однако в действительности отдельно взятый нефтеносный прослой является вполне рентабельным. Может также случиться, что рентабельной будут считать всю зону, тогда как на практике лишь ее малая часть будет вносить основной вклад в добычу.
- Когда расчленение пласта на зоны слишком дробное, существует опасность неправильной корреляции разреза между скважинами. Это часто приводит к неверной оценке межфлюидных контактов или к некоторым серьезным просчетам в оценке балансовых запасов.
- Особая аккуратность должна соблюдаться при распределении значений коэффициента проницаемости в геологической модели залежи. Это может быть сделано несколькими путями. Петрофизик при интерпретации данных каротажа пористости может использовать зависимость «пористость-проницаемость», после чего он передает результаты

расчетов промысловому геологу в виде входных данных для его программ. В этом случае ему нужно проследить, чтобы значения проницаемости интервалов неколлекторов устанавливались на согласованном уровне. Кроме того, следует ограничивать слишком высокие значения проницаемости, возникающие в результате использования ошибочных значений пористости.

- Петрофизик может также предоставить геологу уравнение зависимости «пористость-проницаемость» для самостоятельного использования. В этой ситуации опасность введения в модель ошибочных значений проницаемости возрастает. Если геолог увеличивает шаг дискретизации данных по глубине до их использования в уравнении, получаемые коэффициенты проницаемости с большой степенью вероятности будут ошибочными из-за нелинейности уравнения.
- Петрофизик может получить для геолога постоянное среднее значение проницаемости представляющего интерес горизонта или предоставить ему соответствующие средние значения по каждой скважине. Здесь существует опасность, что либо среднее значение может не учитывать изменчивости свойств пласта по площади залежи, либо оконтуривание средних значений проницаемости по скважинам приводит к некорректной интерпретации локальной изменчивости этого параметра.
- Приведенные выше аргументы относительно коэффициента проницаемости актуальны также и для коэффициента нефтенасыщенности. Петрофизик может предоставлять геологу данные по насыщенности в виде каротажных диаграмм, средних значений или функции «насыщенность — высота». Важно, чтобы эти данные в модели дополнялись четкими комментариями.
- Вероятно, самый большой источник погрешности на стыке петрофизики и геологии добычи лежит в области определения песчанистости, из-за чего в прошлом был совершен ряд огромных ошибок. Наиболее безопасным подходом при передаче геологу интерпретированных каротажных данных для включения их в статическую модель является такой подход, при котором пористость приравнивается нулю во всех интервалах, не содержащих продуктивных коллекторов, а коллекторам присваивается значение песчанистости, равное единице. Но даже такой подход может привести к возникновению проблем при укрупнении модели. Петрофизику будет исключительно полезно сесть вместе с геологом и просто посмотреть, как значение песчанистости используется в программах, генерирующих статическую модель, и в каком виде полученные данные передаются в динамическую модель.
- Выбор начала интервала отбора керна или общей глубины (total depth, TD) скважины часто делается промысловым геологом на основе собственных корреляций. Невозможность использовать всю доступную

петрофизическую информацию зачастую может приводить к принятию неправильных решений.

- Иногда сама петрофизическая интерпретация определяется геологической. Например, если дифференциация газа и нефти только на основании каротажных данных невозможна, может быть использована корреляция с соседними добывающими скважинами. Если эта корреляция ошибочна, то и определение местоположения флюида тоже будет ошибочным. Ошибочная интерпретация типа флюидов петрофизиком может также привести к неразрешимому противоречию между характеристиками соседних скважин. В этом случае геолог будет вынужден ввести в структуру тектонический экран, о существовании которого можно говорить лишь предположительно.
- Программа каротажа может включать пункты, которые обеспечивают положительную ценность информации (value of information, VOI) только в случае успешной скважины. Поэтому петрофизик, имеющий хороший контакт с промысловым геологом, может сэкономить деньги при каротаже скважины благодаря оперативному представлению полученных им результатов. Плохой контакт часто приводит к тому, что получаемые геологом каротажные данные уже не представляют никакой ценности. И наоборот, когда результаты оказываются неожиданными, своевременно может быть предложен дополнительный каротаж с высоким уровнем ценности информации.
- Зачастую петрофизик и геолог берут данные по искривлению скважины из разных источников. Необходимо проверять эту информацию на взаимную согласованность, прежде чем будет распределена какая-либо работа с каротажными данными, приведенными к вертикальным глубинам.
- Как петрофизик, так и промысловый геолог могут иметь доступ к отчетам и каротажным диаграммам, которые не включены в информационную базу, коллективно используемую в цифровом виде различными отделами. Когда качество связи оставляет желать лучшего и библиотека совместно используемой информации организована ненадлежащим образом, зачастую никто не имеет доступа к полной информации, которая могла бы улучшить качество моделей. Множество раз я сталкивался с этой проблемой, когда дело касалось данных кернового анализа.

## 10.1. ПРАВИЛЬНОЕ ЧТЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ КАРТ

### 10.1.1. Основные понятия

Рассмотрим трехмерную поверхность, какую представляет собой кровля отдельного пласта в геологической среде. Если встать на такую поверхность, можно сразу определить то направление, в котором она наклоне-

на более всего. По отношению к направлению на север это направление будет иметь азимут, называемый **азимутом направления падения**. Угол между этим направлением и горизонталью называется **углом падения**. Если перпендикулярно этому направлению провести горизонтальную линию (**линия простирации**) и отметить угол по часовой стрелке к данной линии от направления на север, то полученный угол будет называться **направлением простирации**. Эти элементы иллюстрируются на рис. 10.1.1.

Линии простирации поверхности, проведенные по одинаковой высоте, образуют **контуры**. Карты поверхности создаются путем изображения линий контура с фиксированной вертикальной густотой сетки. Гладкая поверхность характеризуется непрерывными линиями. В случае негладкой поверхности (например, вследствие тектонических нарушений) линии могут иметь разрывы. Средний угол падения можно определить по контурной карте, если взять расстояние между контурными линиями и использовать формулу:

$$\operatorname{tg}(\alpha) = (\text{вертикальное расстояние между изолиниями}) / (\text{горизонтальное расстояние между изолиниями}), \quad (10.1.1)$$

где  $\alpha$  — угол падения.

Пример: Если контуры на карте с масштабом 1:50 000 проведены через каждые 200 м, а шаг сетки составляет 6 см, чему будет равна амплитуда падения?

$$\operatorname{tg}(\alpha) = (200) / (50\,000 \times 0,06) = 0,067;$$

$$\alpha = 3,8^\circ.$$



**Рис. 10.1.1.** Падение и простижение

## Упражнение 10.1. Определение амплитуды падения

Если контуры на карте с масштабом 1:25 000 проведены через каждые 100 м, а шаг сетки составляет 4 см, чему будет равна амплитуда падения?

### 10.1.2. Типы карт

Карта, описанная в первом параграфе предыдущего раздела, относится к глубине кровли отдельного горизонта и поэтому знакома всем, кому приходилось читать географические карты. Однако картирование не должно ограничиваться одним лишь параметром глубины. Существуют методы, позволяющие отображать изменение любого параметра по площади структуры. Среди других параметров, которые могут быть изображены на карте в виде контуров:

- Толщина отдельного горизонта. Это может быть либо изохорная (то есть в вертикальном направлении) либо изопахитная (в направлении, нормальном к плоскости напластования) толщина.
- Петрофизические свойства (пористость, песчанистость, насыщенность, проницаемость) или комбинации таковых (эквивалентная высота залежи углеводородов (*equivalent hydrocarbon column [EHC]*, *NPV*)).
- Разновидности палеографии, условий осадконакопления и фаций.
- Свойства флюидов (глубина контактов, плотность и минерализация флюидов).

### 10.1.3. Методы оконтуривания

На основании одних только данных скважины структура отдельного горизонта будет известна лишь в дискретных точках. Все, что находится между этими точками, должно быть получено посредством оценки. Для оценки значений параметра между точками, где его значения известны, разработаны различные математические алгоритмы. К ним относятся:

1. **Триангуляция.** Данные в точках, где располагаются скважины, соединяются прямыми линиями, вдоль которых осуществляется их линейная интерполяция. Последовательные контуры могут быть слажены с помощью специального алгоритма, основанного на стремлении к минимизации второй производной кривой.
2. **Обратное расстояние.** В этом методе для определения весовых коэффициентов, необходимых для получения средних значений, исполь-

зуется обратное расстояние для каждой точки с известными параметрами. Следовательно, если имеется  $n$  известных значений (от  $Z_1$  до  $Z_n$ ), значение ( $Z$ ) параметра в некоторой промежуточной точке определяется как:

$$Z = \sum_{i=1}^n (Z_i / d_i) / \sum_{i=1}^n (1/d_i) \quad (10.1.2)$$

3. **Подбор полинома.** Вместо обратных расстояний можно использовать полиномиальную функцию. Коэффициенты полиномиальной функции определяются путем подбора на основе обеспечения наилучшего ее соответствия известным данным в точках местонахождения скважин.
4. **Кригинг.** Кригинг — это современный метод, основанный на использовании всех доступных данных для нахождения их наилучшей комбинации в конкретной промежуточной точке. Чтобы это сделать, сначала необходимо описать математически, как искомый параметр меняется между точками с известными данными. Это делается путем построения полувариограммы данных. Полувариограмма может быть построена с помощью формулы:

$$\text{gamma}(h) = \left( \frac{1}{2} \times N(h) \right) \times \sum_{i=1}^{N(h)} \left( V_{xi^2, yi^2} - V_{xi, yi} \right)^2, \quad (10.1.3)$$

где  $V_{xi^2, yi^2}$  — известное значение параметра в точке  $xi^2, yi^2$ ;  
 $V_{xi, yi}$  — известное значение параметра в точке  $xi, yi$ ;  
 $h$  — расстояние от точки  $xi, yi$  до точки  $xi^2, yi^2$ ;  
 $N(h)$  — число пар точек, которые располагаются на расстоянии  $h$  друг от друга.

График функции  $\text{gamma}(h)$  в зависимости от  $h$  называется полувариограммой. Полувариограмма учитывает составляющую неопределенности, обусловленную использованием известных данных точки, находящейся на определенном расстоянии от той точки, для которой выполняется оценка. Кригинг включает в себя подбор с помощью компьютерной программы набора весовых коэффициентов, минимизирующих полную неопределенность оценки, сделанной для промежуточной точки. Более того, кригинг обеспечивает получение дисперсии погрешности оценки, позволяющей построить карту погрешности.

#### 10.1.4. Количественный анализ с применением карт

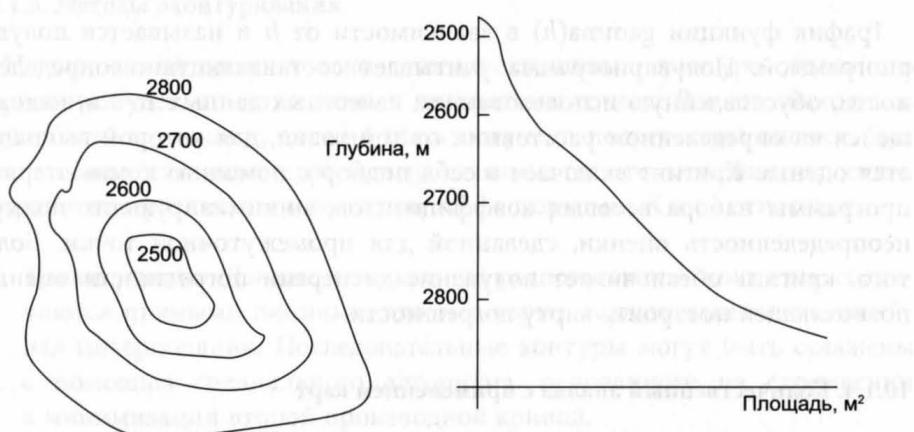
Помимо того, что карты оказывают петрофизику и геологу неоценимую помощь в понимании пространственного изменения свойств, они

также могут использоваться и для количественного анализа. В наши дни в большинстве отделов по разработке количественная работа выполняется на компьютерах. Однако всегда рекомендуется проверять правдоподобность получаемых результатов с помощью наиболее фундаментальных методов, поскольку недостаток понимания того, как работает программа, или ошибки в ней могут привести к неверным результатам.

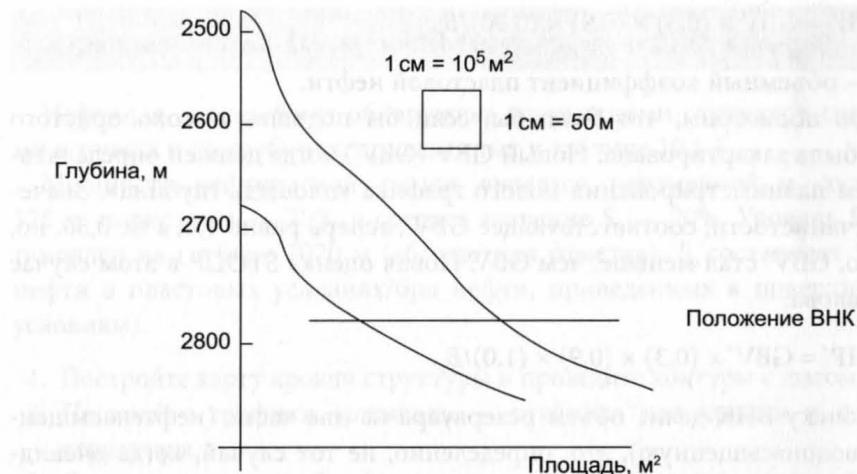
Сначала покажем, как с помощью карт можно определить значение суммарного объема резервуара, а затем используем эту же концепцию при определении значения начального балансового запаса углеводородов. Рассмотрим нефтяной коллектор с нанесенной на карту кровлей и подошвой структуры и с известным положением водонефтяного контакта. Первый шаг состоит в построении карты «площадь-глубина» для кровли структуры. Это делается посредством измерения площади, находящейся внутри каждого контура, начиная с самого близкого к поверхности и опускаясь все глубже до первого, который окажется ниже уровня ВНК.

Поскольку этот контур имеет неправильную форму, охватываемая им площадь (после того как она была полностью оконтурена) чаще всего измеряется планиметром. Очевидно, что, поскольку планиметром площадь измеряется только на бумаге, необходимо вводить коэффициент, учитывающий масштаб карты. Например, если карта имеет масштаб 1:25 000, обведенная площадь в  $X$  квадратных сантиметров будет эквивалентна реальной площади  $(25\ 000)^2 \times X / (100)^2$  квадратных метров. После этого строится график зависимости глубины от площади (в квадратных метрах) (рис. 10.1.2).

Теперь те же самые действия нужно выполнить и для подошвы структуры и скомбинировать графики. Затем проводится линия, отмечающая положение ВНК (рис. 10.1.3).



**Рис. 10.1.2.** Карты и графики зависимости «площадь-глубина»



**Рис. 10.1.3.** Определение суммарного объема резервуара (gross bulk volume, GBV) с помощью графика «площадь-глубина»

С помощью планиметра (или просто путем подсчета квадратиков на миллиметровой бумаге) на графике «площадь-глубина» определяют площадь (в см<sup>2</sup>), характеризующую суммарный объем (gross bulk volume, GBV) залежи. Способ преобразования площади в объем:

Изобразите на поле графика квадрат со стороной 1 см. Вдоль одной из горизонтальных сторон укажите, сколько квадратных метров соответствует 1 см. Аналогично, вдоль одной из вертикальных сторон укажите, сколько метров в глубину соответствует 1 см. Произведение этих двух коэффициентов даст коэффициент преобразования квадратных сантиметров в кубические метры породы.

В примере, приведенном на рис. 10.1.3, измеренная на графике площадь составляет 10 см<sup>2</sup>, а суммарный объем (gross bulk volume, GBV) залежи нефти, соответственно, определяется как:

$$GBV = 10 \times 10^5 \times 50 = 5 \times 10^7 \text{ м}^3.$$

Данный метод наглядно иллюстрирует, почему возникают проблемы с использованием песчанистости, когда качество коллектора меняется по глубине. Это можно показать следующим образом. Представим, что горизонт, приведенный в примере, состоит из высокопористого нефтенасыщенного пласта нефтеносной породы, залегающего над глиной. Допустим, пористость песчаника составляет 30%, а  $S_w = 0,10$ . Однако по всему интервалу коэффициент песчанистости составляет только 30%. Следовательно, начальные геологические запасы товарной нефти (stock tank oil initially in place, STOIP) в данном случае должны оцениваться как:

$$\text{STOIP} = \text{GBV} \times (0,3) \times (0,9) \times (0,30)/B_o$$

где  $B_o$  — объемный коэффициент пластовой нефти.

Теперь посмотрим, что было бы, если бы подошва высокопористого пласта была закартирована. Новый GBV (GBV') тогда должен определяться путем планиметрирования нового графика «площадь-глубина». Значение песчанистости, соответствующее GBV', теперь равно 1,0, а не 0,30, но, конечно, GBV' стал меньше, чем GBV. Новая оценка STOIP в этом случае будет такова:

$$\text{STOIP}' = \text{GBV}' \times (0,3) \times (0,9) \times (1,0)/B_o$$

Поскольку ВНК делит объем резервуара на две части (нефтенасыщенную и водонасыщенную), это, определенно, не тот случай, когда очевидно, что  $\text{STOIP} = \text{STOIP}'$ . В сущности, если низкопористая порода располагается главным образом ниже ВНК, при использовании укрупненного интервала и коэффициента песчанистости STOIP занижаются. Наоборот, если высокопористая порода приурочена к подошве комплекса, при использовании коэффициента песчанистости величина STOIP будет завышена.

Эта концепция карты «площадь-глубина» может также использоватьсь и с другими параметрами. Например, если карта строится по параметру ЕНС (эффективная толщина × пористость × нефтенасыщенность), STOIP может быть определен с помощью планиметра напрямую, как показано на рис. 10.1.4.



**Рис. 10.1.4.** Определение начальных балансовых запасов углеводородов (hydrogen initially in place, HIIP) с помощью графика «площадь-глубина»

## Упражнение 10.2. Построение графика «площадь-глубина»

Нефтяная залежь была обнаружена вскрывшими структуру скважинами в точках и на глубинах, приведенных в таблице 10.1.1.

Мощность нефтеносной толщи является неизменной и составляет 325 м, пористость — 20%, а среднее значение  $S_w$  — 20%. Уровень ВНК установлен на глубине 3070 м (абсолютная отметка).  $B_o$  составляет 1,3 (брл нефти в пластовых условиях/брл нефти, приведенных к поверхностным условиям).

- Постройте карту кровли структуры и проведите контуры с шагом 25 м.
- Постройте графики «площадь — глубина» для кровли и подошвы структуры.
- Оцените суммарный объем породы, эффективный поровый объем и STOIP.
- Оцените, как изменится STOIP, если  $S_w$  составит 10% на высоте, превышающей 25 м над уровнем контакта, и 30% на высоте 0—25 м над уровнем контакта.

## 10.2. ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПОНЯТИЯ

### 10.2.1. Терригенные породы

**Обломочные (терригенные) породы** представляют собой уплотненные осадочные породы, образованные в результате накопления обломков су-

**Таблица 10.1.1**  
**Пример скважинных данных**

Скважина	Направление на восток, км	Направление на север, км	Глубина кровли пласта, м tvdss*
1	100	100	3000
2	100,5	100,7	3100
3	101	100	3200
4	100,6	99,3	3100
5	100	99,2	3080
6	100	101,5	3120
7	99,3	99,3	3110
8	98,5	100	3220
9	99,5	100,6	3090

\*м tvdss — абсолютная вертикальная глубина, м

ществовавших ранее горных пород и перемещенные в виде отдельных частиц к месту своего отложения в результате воздействия механических факторов. Обломки могут перемещаться под воздействием воды, ветра, льда или силы тяжести. Способы их перемещения — образование взвесей, осыпей, перекатывание или растворение. В результате перемещения меняются некоторые из приведенных ниже характеристик этих обломков (или частиц):

- Размер
- Форма
- Окатанность
- Текстура поверхности
- Ориентация
- Минералогический состав

Определение этих изменений может дать информацию о механизме их перемещения. Осадочные породы образуются в следующих условиях:

### **Пустыни**

Вади (сухие русла)

Системы эоловых дюн

Солончаковые пустыни

### **Флювиальные конуса выноса**

Аллювиальные конуса выноса

Пойменные отложения

Русловые системы

### **Дельтовые отложения**

Дельтовидные рукава

Равнинная дельта

Фронт дельты

### **Ледниковые отложения**

Лессовые породы

Тиллиты (моренный ледниковый конгломерат)

Варвы (сезонные отложения)

### **Глубоководные морские отложения**

Турбидитовые отложения

Оползни, осыпи, обломочные осадки

Турбидированные потоки

### **Береговая линия**

Песчаные пляжи, отмели, барьерные острова

Прибрежные эоловые поверхности

Шенье (пляжные равнины)

### **Болота, топи, эстуарии**

Знание условий осадконакопления важно для понимания того, как высокопористые нефтеносные породы, если таковые имеются, вероятнее всего распределяются по территории поиска. Минеральный состав обломочных коллекторов (в порядке распространенности): кварц, глинистые минералы, обломки породы, полевой шпат, кремнистый сланец, слюда и обломки карбонатов.

Чистый песчаник главным образом будет включать в себя зерна кварца. Он может обладать пористостью до 40% и проницаемостью до 5 дарси. Присутствие глин и минералов, формирующих цемент между зернами, снижает пористость и проницаемость вследствие различия их гранулометрического состава.

Распределение глинистых минералов в породе также связано с обстановкой осадконакопления и имеет особое значение для петрофизика ввиду влияния, оказываемого глиной на проницаемость, электрическую проводимость и водонасыщенность. Глины, обнаруживаемые в песчаниках, разделяются на аллогенные и аутигенные. Аллогенные глины — это глины, которые образовались до формирования этих пород. Они могут присутствовать в них в следующем виде:

- Отдельные частицы глины, рассеянные в объеме породы, или тонкие глинистые прослои.
- Комочки, образовавшиеся в результате флокуляции глины или выделения микроорганизмами.
- Агрегированные глины, образовавшиеся ранее за пределами осадочного бассейна.

Аутигенные глины — это глины, которые образовались одновременно или после отложения осадочных материалов. Их присутствие обусловлено тремя возможными процессами:

- Под действием температуры, давления и pH аллогенные глины могут преобразоваться в другие глинистые минералы.
- Глинистые минералы могут образоваться в результате диагенеза неглинистых минералов, таких как полевой шпат, пироксены, амфиболы и слюда.
- Глинистые минералы могут выпадать из поровых флюидов.

К основным глинистым минералам относятся:

- Каолинит,  $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ . Кристаллы этой глины обычно имеют шестигранную форму и, складываясь вместе, образуют скопление в форме гармошки. Эти структуры могут заполнять поры и существенно влияют на проницаемость пород. Однако катионообменная емкость (cation

exchange capacity, СЕС) каолинита низка. Это указывает на то, что он поглощает относительно мало воды.

- Хлорит,  $(\text{Mg}, \text{Fe})_6\text{AlSi}_3\text{O}_{10}(\text{OH})_8$ . Хлорит может образовывать скопления различной формы: пластинки, розетки, соты или сферические наросты. Как правило, он покрывает песчаные зерна и устья пор, снижая проницаемость пород. Однако в отличие от других глин он реагирует с кислотами, поэтому проницаемость пласта около ствола скважины может быть увеличена с помощью кислотной обработки. Катионообменная емкость хлорита также относительно мала.
- Иллит,  $(\text{H}_3\text{O}, \text{K})(\text{Al}_4\text{Fe}_4\text{Mg}_4\text{Mg}_6)(\text{Si}_7\text{Al})\text{O}_{22}(\text{OH})_4$ . Иллит может быть особенно пагубен для проницаемости, когда он приобретает волокнистую структуру, способную блокировать устья пор. Частично он реагирует с сильными кислотами. Значение катионообменной емкости у него выше, чем у хлорита или каолинита, но ниже, чем у монтмориллонита.
- Монтмориллонит,  $(\text{Na}, \text{K}, \text{Mg}, \text{Ca})\text{Al}_2\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2\text{H}_2\text{O}$ . Монтмориллонит обладает наивысшим значением катионообменной емкости и поэтому оказывает наибольшее влияние на водонасыщенность через связанную глиной воду. Когда производится бурение с применением бурового раствора на пресной воде, могут также возникать проблемы, связанные с набуханием глины. Глина принимает форму дегритовых зерен в морщинистой оболочке или ячеичную структуру, аналогичную сотовой структуре хлорита.

### 10.2.2. Карбонатные коллектора

Карбонаты образуются из известковистых скелетов организмов, составляющих биокластические отложения. Эти фрагменты цементируются карбонатом, выпадающим из воды в осадок. Большинство организмов жило на дне мелководных морей, поросших водорослями. Однако после смерти их остатки оседали на большую глубину и скапливались там. Ниже определенной глубины (4000–6000 м) все карбонаты под действием высокого давления растворяются.

Главное различие между карбонатными и терригенными коллекторами состоит в том, что обломочные отложения требуют транспортировки зерен в осадочный бассейн, тогда как карбонаты образуются непосредственно в бассейне, где происходит осадконакопление. Поскольку процесс отложения обломочных пород, как правило, связан с замутнением воды, такая окружающая среда становится непригодной для фотосинтеза, а следовательно, и для жизнедеятельности организмов, поэтому обычно в одном месте карбонатные и терригенные коллектора образовываться не могут. Однако возможно образование одного вида отложений поверх

другого вследствие изменений, произошедших в обстановке осадконакопления в течение некоторого геологического периода.

Известны следующие типы карбонатных коллекторов:

- **Мелководные морские карбонаты.** Темп образования скелетов в мелководных морях обычно бывает достаточно высоким. Эти скелеты разрушаются ракообразными и рыбами, а также под воздействием турбулентных течений. В результате образуется карбонатный осадок, который может быть перенесен к месту окончательного отложения. Этот осадок может также подвергаться воздействию роющих организмов. Образующиеся при этом фекальные комочки служат центрами формирования зерен, что в результате приводит к возникновению пористости.
- **Глубоководные карбонаты.** Глубоководные карбонаты осаждаются на глубинах значительно больших, чем те, на которых происходит фотосинтез. Как правило, эти осадочные породы образуются из ила, состоящего из скелетов океанических организмов.
- **Рифы.** Рифы строятся выделяющими карбонат кальция организмами, развивающимися на остатках предыдущих поколений. Большие скелетные организмы (например, кораллы) после отмирания обычно остаются на месте, и это может приводить к образованию полостей, частично заполненных осадочными породами. Большая часть рифового осадка производится сегментными (например, криноиды, водоросли) или несегментными организмами (двусторчатыми моллюсками, брахиоподами, фораминиферами), растущими в пространствах, оставленных более крупными скелетными организмами.

Первоначальная пористость кальциевого песка (то есть скелета породы, содержащей карбонатные зерна) очень высока (пористость до 45%, проницаемость до 30 Д). Однако диагенетические процессы, проходящие в последующий после образования отложений период, радикально ее снижают. К снижающим пористость факторам относятся:

- Цементация: осаждение  $\text{CaCO}_3$  из внутриводной воды в поровом пространстве.
- Внутреннее осаждение: заполнение порового пространства осадочными породами.
- Уплотнение: переуплотнение зерен.
- При высоких давлениях происходит растворение  $\text{CaCO}_3$  в одном месте и осаждение в поровом пространстве в другом месте.

К повышающим пористость факторам относятся:

- Выщелачивание. Оно может быть связано или не связано со структурой породы. Связанное со структурным фактором выщелачивание яв-

ляется избирательным из-за минералогических различий в осадочной породе и приводит к образованию мульдовой пористости. Не связанное со структурой выщелачивание, как правило, приводит к образованию больших пустот или карстов.

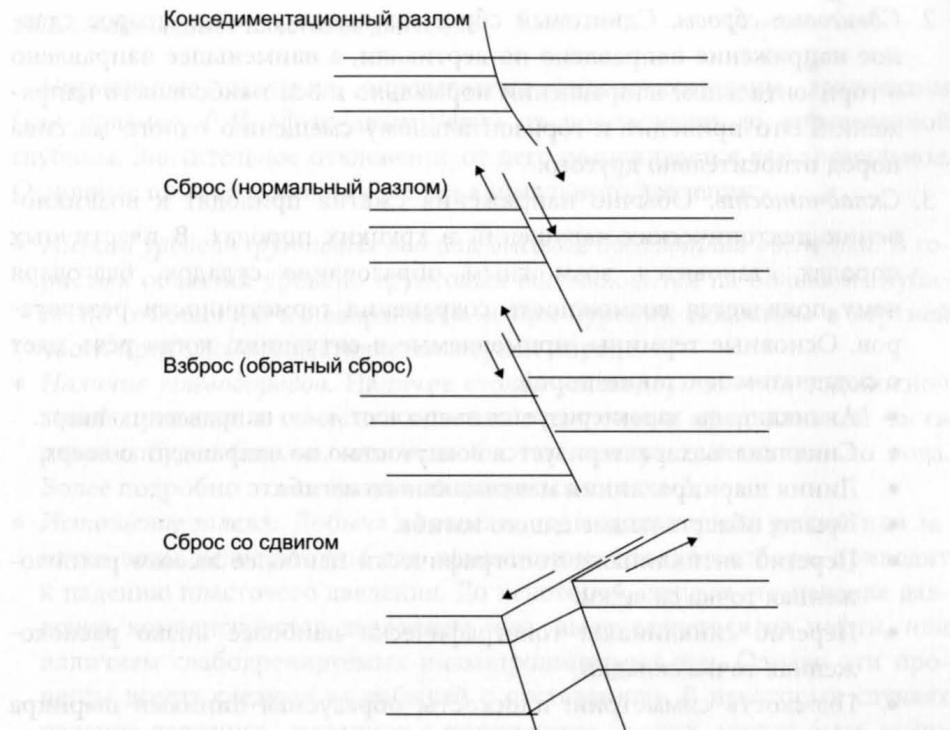
- **Доломитизация.** Это процесс замещения  $\text{CaCO}_3$  соединением  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ . В ходе этого процесса возникает пористость и она по своей природе обычно бывает полостной или межкристаллической.

### 10.2.3. Образование тектонических нарушений и деформация осадочных пород

На осадочные породы любого месторождения действует сила гравитации, а также силы, оказывающие растягивающее или сжимающее действие в каком-либо горизонтальном направлении. Эффекты растягивания могут возникать вследствие (а) недостаточной боковой поддержки близлежащими осадочными породами, (б) движения нижележащих пород или (с) неустойчивости покрывающей толщи, возникающей из-за различной степени сжатия или соляных диапиров. Эффекты сжатия могут возникать вследствие (а) гравитационного сдвига пород по наклонным поверхностям геологического фундамента или (б) перемещения массивов самого фундамента.

Основные особенности, наблюдаемые в тектонических процессах, связанных с растяжением пород:

- **Конседиментационные разломы.** Существуют тектонические нарушения, в которых толщина пластов в сброшенном блоке превышает толщину пластов (в пределах одного и того же геологического периода времени) во взброшенном блоке. Сброшенный блок осел быстрее, чем взброшенный, и в нем накопилось большее количество осадочных пород. Крутизна плоскости нарушения обычно уменьшается с глубиной (рис. 10.2.1).
- **Опрокинутые антиклинали.** Существуют конседиментационные антиклинали, в которых комплекс пород утолщается от гребня к крыльям структуры. Крылья опускались быстрее, чем гребень, и накопили осадочные породы большей толщины.
- **Сбросы (нормальные разломы).** Перемещение фундамента во время или после отложения осадочных материалов может стать причиной тектонических нарушений. В случае сброса осадочные породы с верхней стороны плоскости нарушения перемещаются вертикально вниз относительно осадочных пород, находящихся с нижней ее стороны (рис. 10.2.1).
- **Соляные купола.** Во время пермского и триасового периодов от океанов были изолированы большие объемы морской воды, и их последующее



**Рис. 10.2.1.** Типы разломов

испарение привело к образованию залежей каменной соли большой толщины. Поскольку соль под давлением чрезвычайно пластиична, в замкнутом объеме она имеет тенденцию в самой слабой точке вздуваться и протыкать вышележащие породы, образуя диапир. Этот диапир становится причиной появления вокруг него радиальных трещин в вышележащих отложениях. Диапир может также создавать уплотнение прилегающих пластов, образуя ловушки, способные накапливать запасы углеводородов.

Особенности, связанные со сжатием пород в тектонических процессах:

1. *Обратные сбросы (взбросы)*. Когда первое главное напряжение в резервуаре направлено по одной из горизонтальных осей, второе главное напряжение — по горизонтальной оси, нормальной к первой, а напряжение в вертикальном направлении является наименьшим по величине, может возникнуть обратный сброс. Силы трения, возникающие между породами, проходящими друг мимо друга, очень велики, и обратный сброс зачастую сопровождается аномально высокими пластовыми давлениями, снижающими силы трения (рис. 10.2.1).

2. *Сдвиговые сбросы.* Сдвиговый сброс происходит, когда второе главное напряжение направлено по вертикали, а наименьшее направлено в горизонтальном направлении нормально к оси наибольшего напряжения. Это приводит к горизонтальному смещению одного массива пород относительно другого.
3. *Складчатость.* Обычно напряжения сжатия приводят к возникновению тектонических нарушений в хрупких породах. В пластичных породах становится возможным образование складок, благодаря чему появляется возможность сохранения герметичности резервуаров. Основные термины, применяемые в ситуациях, когда речь идет о складчатом залегании пород:
  - Антиклиналь: характеризуется выпуклостью по направлению вверх.
  - Синклиналь: характеризуется вогнутостью по направлению вверх.
  - Линия шарнира: линия максимального изгиба.
  - Крыло: область наименьшего изгиба.
  - Перегиб антиклинали: топографически наиболее высоко расположенная точка складки.
  - Перегиб синклинали: топографически наиболее низко расположенная точка складки.
  - Плоскость симметрии: плоскость, образуемая линиями шарнира всех горизонтов.
  - Плоскость гребня складки: плоскость, образуемая антиклинальными перегибами всех горизонтов.

Основные типы углеводородных ловушек показаны на рис. 10.2.2.



**Рис. 10.2.2.** Типы ловушек

#### 10.2.4. Аномальное пластовое давление

Нормальные давления определяются гидростатическим градиентом (как правило, 0,45 (фунт/дюйм<sup>2</sup>)/фут) от поверхности до определенной глубины. Значительное отклонение от него расценивается как аномальное. Основные причины возникновения аномального давления:

- *Низкий уровень грунтовых вод или высокая абсолютная отметка.* В гористых областях уровень грунтовых вод находится на большой глубине по отношению к поверхности, и при бурении скважины в верхней части проходка осуществляется в сухой породе.
- *Наличие углеводородов.* Наличие столба углеводородов над водоносной зоной приводит к тому, что пластовое давление в продуктивной части разреза будет больше, чем если бы там присутствовала только вода. Более подробно эта ситуация обсуждается в главе 2.
- *Истощение залежи.* Добыча из залежи, где водонапорный режим или заливка воды недостаточны для компенсации объемов отбора, приводит к падению пластового давления. До некоторой степени это падение давления компенсируется давлением газа, выделяющегося из нефти, или наличием слабодренируемых низкопроницаемых зон. Однако эти процессы всегда следуют за добычей с отставанием. В некоторых случаях падение давления, связанное с истощением залежи, может быть очень существенным (до 5000 фунт/дюйм<sup>2</sup>) и приводить к серьезным проблемам при бурении дополнительных эксплуатационных скважин.
- *Неустойчивость при сжатии.* При захоронении осадков вода может отжиматься из порового пространства незамкнутого резервуара из-за увеличения давления покрывающих пород. В этом случае соответственно возрастает нагрузка на скелет пород-коллекторов. Если вода не может уйти из резервуара или может уйти лишь частично, часть веса покрывающих пород перераспределяется на поровый флюид и приводит к существенному повышению пластового давления. Глины в процессе разработки месторождений обычно являются непроницаемыми, но в масштабе геологического времени, когда идет процесс образования и захоронения осадков, из них достаточно быстро отжимается свободная вода, способствуя сохранению равновесного состояния. Такой аномальный рост давления может возникать в условиях, когда: (a) проницаемость глины уменьшается по мере сжатия, (b) толщина глинистой породы велика, (c) глинистая порода структурно неустойчива или (d) скорость погружения породы очень велика.
- *Воздействие температуры на давление.* Когда часть погружающихся осадков изолирована перекрывающими породами и сохраняет неизменный объем, повышение температуры с глубиной может привести к быстрому росту давления в этом комплексе.

- **Фазовые переходы.** Объем воды в системе может увеличиваться, приводя к увеличению порового давления: (а) при обезвоживании глин, в особенности когда монтмориллонит переходит в иллит; (б) при переходе гипса в ангидрит.
- **Оsmos.** Когда два комплекса характеризуются разной степенью минерализации пластовых вод и разделяются полупроницаемым прослоем (например, глиной), вода из коллектора с меньшей минерализацией будет перетекать в коллектор с большей минерализацией, вызывая в нем рост пластового давления. Теоретически такие перепады давления могут достигать 3000 фунт/дюйм<sup>2</sup>, хотя на практике этого наблюдать никогда не удавалось.

# ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## 11.1. ОСНОВНЫЕ СООТНОШЕНИЯ, ОПИСЫВАЮЩИЕ ПОВЕДЕНИЕ ГАЗОВ

Рассмотрим газ, поведение которого описывается графиком, изображенным на рис. 11.1.1.

Линия, разделяющая области, где вещество находится в жидком или газообразном состоянии, называется **линией давления насыщенных паров**. Следовательно, при пересечении кривой на графике в направлении слева направо происходит кипение жидкости, и она переходит в газообразное состояние; при пересечении же этой кривой в обратном направлении происходит конденсация газа и переход его в жидкое состояние. Выше критической точки, определяемой давлением  $P_c$  и температурой  $T_c$ , находится только фаза, в которой газ и жидкость неразличимы.

Уравнение состояния связывает давление, объем и температуру вещества. Для газов при низких давлениях в диапазоне от средних до высоких температур может быть записано уравнение состояния идеального газа:

$$pV = nRT, \quad (11.1.1)$$

где  $p$  — давление, Н/м<sup>2</sup>;

$V$  — объем, м<sup>3</sup>;

$n$  — число молей;

$R$  — газовая постоянная (8,3143 Дж/°К/моль);

$T$  — температура, °К = (°C + 273).

Рис. 11.1.1. *P-T*-диаграмма

Это уравнение полезно для быстрой оценки изменения объема газа при переходе его от состояния с одними значениями давления и температуры к состоянию с другими значениями этих параметров. Допустим, в ствол скважины, где давление составляло 3000 фунт/дюйм<sup>2</sup>, а температура — 150 °C (423 °K), из пласта выделился 1 м<sup>3</sup> газа. Объем при давлении 2500 фунт/дюйм<sup>2</sup> и температуре 130 °C можно оценить следующим образом:

$$nR = \text{константа} = P_1 V_1 / T_1 = P_2 V_2 / T_2. \quad (11.1.2)$$

Следовательно,  $V_2 = V_1 \times (P_1 \times T_2) / (P_2 \times T_1)$ .

В настоящем примере  $V_1 = 3000$  фунт/дюйм<sup>2</sup>,  $T_1 = 423$  °K,  $P_2 = 2500$  фунт/дюйм<sup>2</sup>,  $T_2 = 403$  °K. Следовательно,  $V_2 = (3000 \times 403) / (2500 \times 423) = 1,14$  м<sup>3</sup>. Более точным для находящегося в коллекторе реального газа является уравнение Ван-дер-Ваальса (Van der Waals):

$$(p + a/V^2) \times (V - b) = RT. \quad (11.1.3)$$

Это уравнение можно записать в виде:

$$pV = nZRT, \quad (11.1.4)$$

где  $Z$  является функцией давления и температуры.

Чтобы рассчитать  $Z$ , для начала необходимо выяснить, каковы значения критического давления  $P_c$  и критической температуры  $T_c$  для данного газа. Эти величины используются для определения снижения давления ( $P_r$ ) и температуры газа ( $T_r$ ) по формулам:

$$P_r = P/P_c; \quad (11.1.5)$$

$$T_r = T/T_c.$$

На рис. 11.1.2 приведена наиболее часто используемая экспериментально полученная корреляция  $Z$  и  $P_c/T_c$ , которую называют еще корреляцией Стендинга и Каца (*Standing and Katz*). Критическое давление и критическую температуру для газов можно получить экспериментально. Некоторые их значения для типичных газов приведены в таблице 11.1.1.

$P_c$  и  $T_c$  можно также оценить по формулам:

$$P_c = 4,55 \times 10^6 + 0,345 \times 10^6 \times \gamma - 0,383 \times 10^6 \gamma^2; \quad (11.1.6)$$

$$T_c = 100 + 167 \times \gamma, \quad (11.1.7)$$

где  $\gamma$  — плотность газа, определяемая из соотношения:

$$\gamma = (\text{плотность газа при нормальных условиях} - \text{н. у.}) / (\text{плотность воздуха при н. у.}) \quad (11.1.8)$$

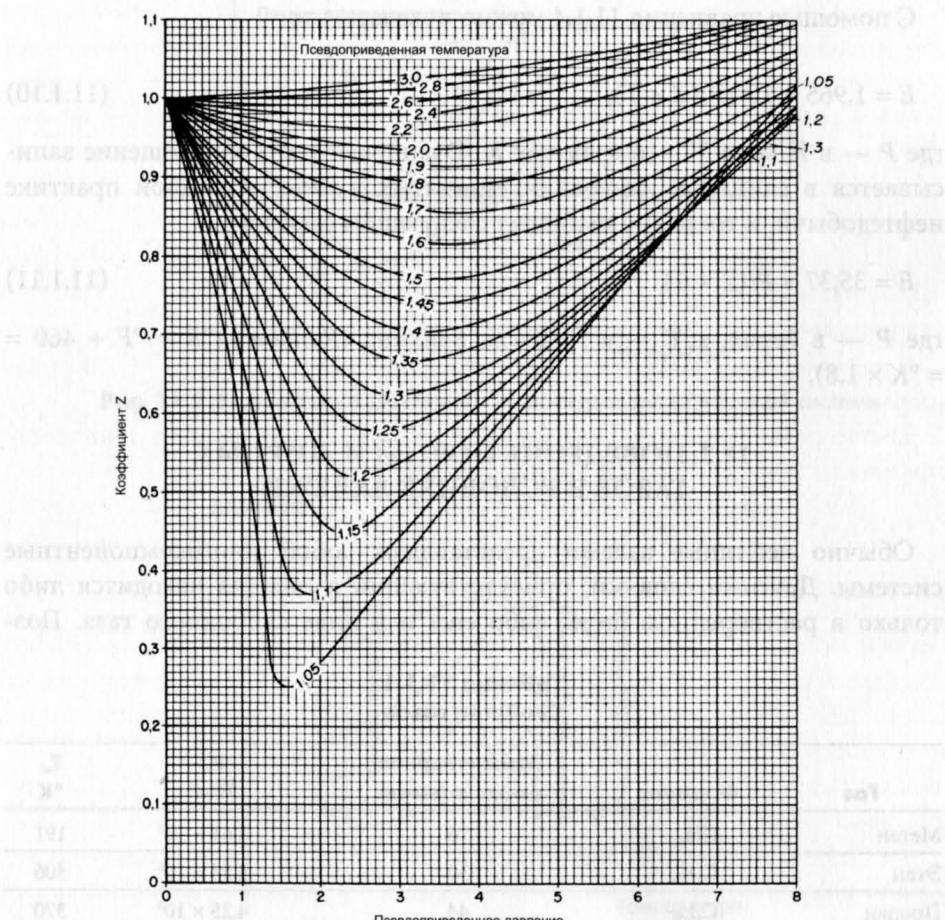


Рис. 11.1.2. Корреляция Стендинга и Каца

### Упражнение 11.1. Определение плотности воздуха

Рассчитайте плотность воздуха при нормальных условиях: температура = 15,5 °C; давление = 1 атм. Молекулярная масса воздуха составляет 29 кг/кмоль.

Коэффициент расширения газа ( $E$ ) связывает объем фиксированного числа молей газа при нормальных условиях с их объемом в условиях коллектора. Он определяется как:

$$E = \frac{\text{объем при нормальных условиях} (15,5^{\circ}\text{C}; 1,10325 \times 10^5 \text{Н/м}^2)}{\text{объем при пластовых условиях}}. \quad (11.1.9)$$

С помощью уравнения 11.1.4 можно показать, что:

$$E = 1,965 \times 10^{-4} P / (Z \times T), \quad (11.1.10)$$

где  $P$  — в Н/м<sup>2</sup>, а  $T$  — в градусах К. Очень часто это соотношение записывается в единицах измерения, принятых в международной практике нефтедобычи, и тогда оно выглядит следующим образом:

$$E = 35,37 \times P / (Z \times T), \quad (11.1.11)$$

где  $P$  — в барах, а  $T$  — в градусах Рэнкина (*Rankine*) ( ${}^{\circ}\text{R} = {}^{\circ}\text{F} + 460 = {}^{\circ}\text{K} \times 1,8$ ).

## 11.2. ПОВЕДЕНИЕ НЕФТЕЙ И ЖИРНЫХ ГАЗОВ В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖИ

Обычно нефтяные залежи представляют собой многокомпонентные системы. Другими словами, присутствующий в них газ находится либо только в растворенном виде, либо еще и в виде свободного газа. Поэ-

**Таблица 11.1.1**  
**Свойства газов**

Газ	Формула	Молекулярная масса, кг/кмоль	$P_c$ , Н/м <sup>2</sup>	$T_c$ , °К
Метан	CH <sub>4</sub>	16	$4,61 \times 10^6$	191
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30	$4,88 \times 10^6$	306
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44	$4,25 \times 10^6$	370
Азот	N <sub>2</sub>	28	$3,4 \times 10^6$	126

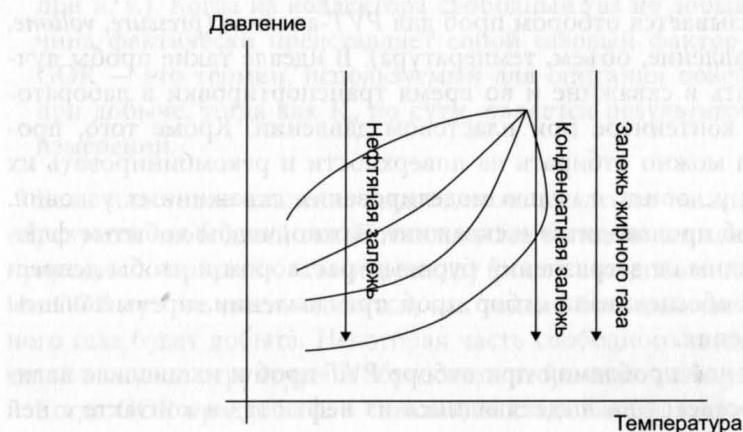
тому однофазная диаграмма, наподобие той, что показана на рис. 11.1.1, для такого случая не годится. В системах, состоящих более чем из одного компонента, точки существования фаз составляют двумерную область, ограниченную линией давления насыщения и линией точки росы. Эти линии изображены на рис. 11.2.1.

Выше давления насыщения (при определенной температуре), может существовать только жидкость, то есть газ полностью растворен в нефти. Выше точки росы (при определенном давлении) все углеводороды могут находиться только в газообразном состоянии.

Залежи, как правило, попадают в одну из трех категорий, показанных на рис. 11.2.2.



**Рис. 11.2.1.** Диаграмма «давление-температура» для двухфазной системы



**Рис. 11.2.2.** Типы нефтегазовых залежей

В залежах жирного газа исходное давление и температура лежат справа от линии точки росы. По мере того как в процессе добычи давление в резервуаре падает, линия точки росы не пересекается, и углеводороды остаются в газообразном состоянии. Однако на поверхности, где температура падает до уровня температуры окружающей среды, линия точки росы пересекается, и жидкость в виде конденсата выделяется из газа.

В залежах с ретроградным конденсатом исходное давление и температура находятся выше точки росы, но в процессе добычи через нее происходит переход. Это приводит к образованию жидкости в пласте (ретроградная конденсация). В дальнейшем давление может упасть до такого уровня, когда снова будет пройдена точка росы, и конденсат в коллекторе снова может испариться. Таким образом, добываемая продукция на поверхности может представлять собой смесь жидкости и газа.

В нефтяных залежах исходное давление таково, что в пластовых условиях весь газ растворен в жидкости. По мере истощения запасов пластовое давление может упасть ниже давления насыщения, вследствие чего газ начнет выделяться из раствора. Даже если уровень пластового давления сохраняется выше давления насыщения, при достижении флюидами поверхности газ будет выделяться из раствора и добываться как попутный. Во многих залежах уровень давления вблизи водонефтяного контакта превышает давление насыщения, но на определенной глубине, находящейся ближе к поверхности, давление падает до уровня ниже давления насыщения. Здесь газ начинает выделяться из раствора и может формировать в куполе структуры шапку свободного газа. В этом случае, по крайней мере в равновесных условиях, давление вблизи газонефтяного контакта будет эквивалентно давлению насыщения.

Чтобы прогнозировать поведение флюидов в коллекторе, необходимо измерять свойства отобранных из пласта проб пластовых флюидов. Этот процесс называется отбором проб для *PVT*-анализа (*pressure, volume, temperature* — давление, объем, температура). В идеале такие пробы лучше всего отбирать в скважине и во время транспортировки в лабораторию хранить в контейнере при пластовом давлении. Кроме того, пробы нефти и газа можно отбирать на поверхности и рекомбинировать их в лабораторных условиях с целью моделирования скважинных условий. Когда отбор проб производится в скважине, важно, чтобы добытые флюиды были свободны от загрязнений буровым раствором и чтобы депрессия в скважине обеспечивала отбор проб при давлении, превышающем давление насыщения.

Фундаментальной проблемой при отборе *PVT*-проб и их анализе является тот факт, остается ли выделяющийся из нефти газ в контакте с ней или удаляется из камеры по мере выделения. От этого зависит конечная точка процесса дегазации нефти. В залежи газ, как правило, остается

в контакте с нефтью и ведет себя в соответствии с приведенной диаграммой «давление-температура». Однако по мере эксплуатации залежи газ становится все более изолированным от нефти. Эта изоляция приводит к изменению фазового поведения оставшейся нефти и модификации ( $P$ - $T$ ) диаграммы. Поэтому без построения экспериментальных моделей соответствующих процессов взаимодействия газа и нефти во время притока к стволу скважины, добычи, разделения нефти и газа на поверхности, невозможно точно спрогнозировать реальную добывчу газа и нефти на данном месторождении.

Параметры, измеряемые в процессе  $PVT$ -анализа:

- **Объемный коэффициент пластовой нефти ( $B_o$ ).**  $B_o$  определяется как объем пластовой жидкости, необходимой для добычи одной объемной единицы товарной нефти (то есть нефти при н. у. на поверхности). В зависимости от того, насколько нефть насыщена газом (то есть насколько велик газонефтяной фактор [gas/oil ratio, GOR]),  $B_o$  как правило, варьирует в диапазоне между 1,0 и 1,5.
- **Объемный коэффициент пластового газа ( $B_g$ ).**  $B_g$  — пластовый объем одной объемной единицы газа при н. у. Здесь следует избегать путаницы, поскольку в системе единиц СИ параметр  $B_g$  вводится как (пластовый  $\text{м}^3$ )/( $\text{м}^3$  при н. у.), а в «западных» единицах под ним обычно понимают отношение (пластовый баррель/кубический фут при н. у.). Типичный диапазон (для единиц СИ) составляет 0,004—0,06 (пластовый  $\text{м}^3/\text{м}^3$  при н. у.).
- **Газосодержание ( $R_s$ ).**  $R_s$  определяется как количество объемных единиц газа, выделяющихся из  $B_o$  пластовых объемных единиц нефти при переходе в поверхностные условия. Измеряется в единицах ( $\text{м}^3$  газа при н. у.)/( $\text{м}^3$  нефти при н. у.) или (кубический фут при н. у.)/(баррель нефти при н. у.). Когда из коллектора свободный газ не добывается, эта величина фактически представляет собой газовый фактор (GOR). Однако GOR — это термин, используемый для описания поведения скважины при добыче, тогда как  $R_s$ , по сути, является результатом лабораторных измерений.

Если пластовое давление падает ниже давления насыщения, в залежи образуется свободный газ. Поскольку газ более подвижен, чем нефть, это приводит к прорыву газа и резкому росту его добычи на поверхности. Но GOR тут же опять снижается, как только большая часть этого свободного газа будет добыта. Некоторая часть свободного газа может переместиться в купол структуры и образовать вторичную газовую шапку.

Когда GOR при добыче в скважинах становится высоким, дебит по нефти может быть повышен путем закачки воды в коллектор. Благодаря этому повысится пластовое давление, вследствие чего часть свободного

газа растворится повторно, а нефть будет вытеснена к скважинам. Однако в случае, если вода прорвется к добывающим скважинам, общее влияние на темп добычи может оказаться отрицательным.

### 11.3. МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС ЗАЛЕЖИ

С точки зрения материального баланса залежь рассматривается как резервуар с равновесием давлений по площади и по глубине. В случае недонасыщенных нефтяных коллекторов (то есть таких, давление в которых остается выше давления насыщения) нефть добывается путем расширения жидких фаз и связанной воды, снижения порового объема и притока воды из контурной области. Когда пластовое давление падает от своего исходного значения  $P_i$  до  $P$ , объемный коэффициент пластовой нефти увеличивается с  $B_{oi}$  до  $B_o$ .

Если объем добытой нефти при н. у. составляет  $N_p$  (при исходном объеме  $N$ ), объем, извлеченный из коллектора в пластовых условиях, должен быть равен  $N_p \times B_o$ . Расширение нефти в залежи должно составить  $N \times B_{oi} - N \times B_o$ . Исходный поровый объем равен  $N \times B_{oi}/(1 - S_w)$ , где  $S_w$  — водонасыщенность. Если сжимаемость воды —  $C_w$ , а сжимаемость пор —  $C_\phi$ , суммарная сжимаемость  $C$  равна:

$$C = (C_w \times S_w + C_\phi)/(1 - S_w). \quad (11.3.1)$$

Исходя из требований материального баланса, должно быть справедливо соотношение: добытый объем (в пластовых условиях) = расширение нефти в пласте + расширение порового объема + приток воды ( $W$ ). Следовательно:

$$N_p \times B_o = N \times (B_{oi} - B_o) + N \times B_{oi} \times C \times (P_i - P) + W. \quad (11.3.2)$$

Сжимаемость порового пространства может быть измерена в лабораторных условиях в рамках программы специального анализа керна (special core analysis, SCAL). Ее типичные значения находятся в диапазоне примерно от  $15 \times 10^{-5}$  1/бар для пород с низкой пористостью до  $5 \times 10^{-5}$  1/бар для высокопористых пород. Сжимаемость воды зависит от давления, температуры, минерализации и количества растворенного в ней газа. Для практических целей можно использовать ее приблизительное значение  $4,35 \times 10^{-5}$  1/бар.

#### Упражнение 11.2. Материальный баланс недонасыщенной залежи нефти

Рассмотрим залежь с пренебрежимо малым водонапорным режимом ( $W = 0$ ). Давление насыщения составляет 200 бар.

Если  $N = 10^7 \text{ м}^3$  при н. у.

$$B_{oi} = 1,3$$

$$B_o \text{ при давлении } 250 \text{ бар} = 1,25$$

$$S_w = 0,2$$

$$C_\phi = 10,0 \times 10^{-5} \text{ л/бар}$$

$$C_w = 4,4 \times 10^{-5} \text{ л/бар}$$

$$P_i = 300 \text{ бар},$$

сколько нефти будет добыто к тому моменту, когда пластовое давление опустится до уровня 250 бар?

#### 11.4. ЗАКОН ДАРСИ

Полученное Дарси (Darcy) эмпирическое уравнение для линейного потока выглядит следующим образом:

$$u = -(k/\mu) \times (\partial p/\partial x + \rho \times g \times \partial z/\partial x), \quad (11.4.1)$$

где  $u$  — скорость потока, м/с;

$k$  — проницаемость,  $\text{м}^2$  (1 дарси =  $10^{-12} \text{ м}^2$ );

$\mu$  — вязкость,  $\text{Па} \times \text{с}$  ( $1 \text{ сП} = 10^{-3} \text{ Па} \times \text{с}$ );

$p$  — давление вытеснения, Па;

$z$  — толщина пласта, м;

$x$  — расстояние в направлении движения потока, м;

$g$  — постоянная сила тяжести ( $9,81$ ),  $\text{м}/\text{с}^2$ ;

$\rho$  — плотность фильтрующейся фазы (вода, нефть, газ).

Для идеально горизонтального потока на участке длиной  $L$  (при перепаде давления  $\Delta P$ ) с площадью  $A$  это уравнение упрощается до вида:

$$Q = -(k/\mu) \times \Delta P \times A/L, \quad (11.4.2)$$

где  $Q$  — дебит, измеряемый в  $\text{м}^3/\text{с}$ . Вышеприведенное уравнение также приближенно справедливо и при использовании так называемых единиц Дарси, где  $Q$  используется в  $\text{см}^3/\text{с}$ ,  $k$  — в дарси,  $A$  — в  $\text{см}^2$ ,  $\mu$  — в сантипуазах,  $P$  — в атмосферах и  $L$  — в см. Приближение здесь состоит в том, что фактически  $1 \text{ атм} = 1,01325 \times 10^5 \text{ Па}$ , а не  $10^5 \text{ Па}$ .

В единицах измерения, принятых в международной практике нефтедобычи, и после преобразования скважинных условий к поверхностным с помощью коэффициента  $B_o$ , уравнение приобретает вид:

$$Q = -1,127 \times 10^{-3} \times (k/\mu) \times \Delta P \times (B_o \times L),$$

где  $Q$  — дебит в баррелях нефти при н. у./сут,  $k$  — в мД,  $A$  — в футах $^2$ ,  $\mu$  — в сП,  $P$  — в фунтах/дюйм $^2$ , а  $L$  — в футах.

Для радиального потока из пласта к скважине после ввода пористости и учета эффекта сжимаемости флюида (пор) уравнение Дарси приобретает вид:

$$(1/r) \times \partial/\partial r(r \times \partial p/\partial r) = \partial p/\partial t \times \phi \times C \times k/\mu, \quad (11.4.3)$$

где  $r$  — расстояние в радиальном направлении от центра ствола скважины, м;  $\phi$  — пористость;  $C$  — суммарная сжимаемость, 1/Па. Суммарная сжимаемость определяется соотношением:

$$C = C_o \times (1 - S_w) + C_w \times S_w + C_\phi, \quad (11.4.4)$$

где  $C_o$  — сжимаемость нефти,  $C_w$  — сжимаемость воды, а  $C_\phi$  — сжимаемость порового пространства.

Говорят, что система находится в равновесном состоянии, когда давление не меняется в зависимости от времени, то есть  $\partial p/\partial t$  равно нулю. Говорят, что система находится в псевдоравновесном состоянии, когда  $\partial p/\partial t$  равно константе.

Любая замкнутая конечная система, продуцирующая с постоянной скоростью, асимптотически приближается к псевдоравновесному состоянию. Система, простирающаяся бесконечно, никогда не достигает псевдоравновесного состояния.

Решения уравнения 11.4.3 зависят от используемых граничных условий. Когда на границе дренируемой области поддерживается постоянное давление, в конце концов достигается равновесное состояние, которое описывается соотношением:

$$P - P_w = (Q \times \mu / (2 \times \pi \times k \times h)) \times (\ln(r_e/r_w) - \frac{1}{2}), \quad (11.4.5)$$

где  $P$  — среднее давление в области дренирования, Па;

$P_w$  — забойное давление, Па;

$Q$  — дебит,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$h$  — толщина пласта, м;

$r_e$  — радиус зоны дренирования, м;

$r_w$  — радиус ствола скважины, м;

$k$  — проницаемость,  $\text{м}^2$ ;

$\mu$  — вязкость, Па  $\times$  с.

Когда граница герметична, и давление со временем падает линейно, псевдоустойчивое состояние существует и имеет следующее решение:

$$P - P_w = (Q \times \mu / (2 \times \pi \times k \times h)) \times (\ln(r_e/r_w) - \frac{3}{4}). \quad (11.4.6)$$

Заметим, что давления  $P$  и  $P_w$  меняются со временем, но их разница остается постоянной. Поскольку радиус ствола скважины всегда очень

мал по сравнению с радиусом зоны дренирования, теоретически можно рассматривать случай, когда он пренебрежимо мал, и тогда решение будет выглядеть следующим образом:

$$P_i - P_f = Q \times \mu / (4 \times \pi \times k \times h) \times E_i(x), \quad (11.4.7)$$

где  $P_f$  — давление вытеснения, Па;  $E_i(x)$  — экспоненциальная функция, и

$$x = \kappa \times r^2 / 4 \times t;$$

$$\kappa = \phi \times \mu \times C / k.$$

Функция  $E_i(x)$  определяется соотношением:

$$E_i(x) = -\gamma - \ln(x) - \sum (-x)^n / n! \times n,$$

где  $\gamma$  — постоянная Эйлера (1,781). Если  $t > 25 \times \phi \times \mu \times C \times r^2 / k$ , член суммирования становится меньше 0,01, и им можно пренебречь; тогда приближенная версия уравнения 11.4.7 будет выглядеть следующим образом:

$$P_i - P_f = -(Q \times \mu / (4 \times \pi \times k \times h) \times \ln(\gamma \times \kappa \times r^2 / 4 \times t)). \quad (11.4.8)$$

Решая его относительно  $t/r^2$ , получим:

$$t/r^2 = (1/4) \times \gamma \times \kappa \times \exp(4 \times \pi \times k \times h \times \Delta P / (Q \times \mu)), \quad (11.4.9)$$

где  $\Delta P = P_i - P_f$ .

### Упражнение 11.3. Радиальное течение пластового флюида

Рассчитайте время, необходимое для того, чтобы гидродинамическое давление упало на 30 бар вблизи скважины при следующих гидродинамических параметрах:  $k = 300 \text{ мД}$ ,  $h = 30 \text{ м}$ ,  $R_w = 15 \text{ см}$ ,  $\phi = 0,20$ ,  $\mu = 10 \text{ сП}$ ,  $C = 2 \times 10^{-4} \text{ 1/бар}$ ,  $Q = 200 \text{ м}^3/\text{сут}$  (в пластовых условиях).

## 11.5. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ

Уравнения, приведенные в предыдущем разделе, могут использоваться для прогнозирования поведения потока в идеальных условиях. Однако в реальности на поток возле ствола скважины влияют ухудшения емкостно-фильтрационных свойств пласта, происходящие при бурении и в процессе добычи (проникновение фильтрата бурового раствора, разгазирование нефти, кольматация, выпадение асфальтово-смолистых

и солевых осадков и т. д.). Разность  $\Delta P$  между давлением на забое скважины и пластовым давлением связана со свойствами пласта посредством формулы:

$$\Delta P = Q \times \mu \times J / (2 \times \pi \times k \times h). \quad (11.5.1)$$

где  $J$  можно рассматривать как безразмерную производительность скважины. В случае равновесного потока  $J = \ln(r_e/r_w) - \frac{1}{2}$ , а в случае псевдоравновесного —  $\ln(r_e/r_w) - \frac{3}{4}$ . Коэффициент продуктивности скважины (*productivity index, PI*) определяется как:

$$PI = Q / \Delta P. \quad (11.5.2)$$

Эффект ухудшения свойств продуктивного пласта состоит в том, что реальный  $PI$  имеет значение меньше теоретического или значение  $\Delta P$  — больше, чем то, которого можно было бы ожидать при данном  $Q$ . Это ухудшение свойств пласта может быть оценено количественно путем введения члена  $S$ :

$$\Delta P = Q \times \mu \times (J + S) / (2 \times \pi \times k \times h). \quad (11.5.3)$$

Если радиус ухудшенной зоны равен  $r_1$ , а ее проницаемость —  $k_1$ , то теоретически можно показать, что:

$$S = (k/k_1 - 1) \times \ln(r_1/r_w). \quad (11.5.4)$$

Это соотношение получено при следующих предположениях:

- Поток в радиальном направлении симметричен.
- Ухудшение никак не влияет на пористость и сжимаемость.
- Давление на границе между ухудшенной и неискаженной зонами пласта меняется непрерывно.
- Ухудшенная зона находится в равновесном состоянии, а внешняя по отношению к ней область — либо в равновесном, либо в псевдоравновесном состоянии.

Уменьшение параметра  $S$  возможно путем воздействия на скважину кислотой, паром, перестрелом и т. д. Особый интерес для петрофизика представляет то, каким образом можно получить произведение  $k \times h$  при испытаниях скважины, поскольку оно должно быть согласовано с соответствующими значениями, полученными на основе каротажных данных. На начальной стадии испытания скважины псевдоравновесное состояние не достигается, и преобладающим является переходный режим. Для этого режима справедливы следующие уравнения:

$$2 \times \pi \times k \times h \times \Delta P / (Q \times \mu) = (\frac{1}{2}) \times \ln(4 \times t_d / \gamma) + S, \quad (11.5.5)$$

где  $t_d$  — безразмерное время, которое определяется как:

$$t_d = k \times t / (\phi \times \mu \times C \times R_w^2). \quad (11.5.6)$$

Если измерить  $P$  и  $t$ , то  $kh$  можно получить из соотношения:

$$kh = (\frac{1}{2}) \times Q \times \mu \times \ln(t_1/t_2) / 2 \times \pi \times (P_2 - P_1). \quad (11.5.7)$$

После того как определено значение  $kh$ , из уравнения 11.2.5 можно получить  $S$ . Заметим, что во всех приведенных уравнениях следует использовать единицы системы СИ, причем  $Q$  представляет собой объем не в нормальных, а в пластовых условиях.

При испытании коллектора приток из пласта устанавливается довольно длительное время, прежде чем может быть достигнуто псевдоравновесное состояние. После достижения псевдоравновесного состояния давление в скважине будет падать линейно со временем, причем скорость его падения будет постоянной. В установившемся состоянии:

$$Q = -C \times A \times h \times \phi \times (dP/dt). \quad (11.5.8)$$

Следовательно, если измерить поведение  $P$  в зависимости от  $t$ , из этого соотношения можно получить значение площади дренирования  $A$ . Чаще всего испытание скважины заключается в том, что ей позволяют работать на приток определенный период времени, после чего ее останавливают и наблюдают за процессом восстановления пластового давления с течением времени. Если позволить скважине работать в течение периода времени  $T$ , а затем остановить ее, кривая давления в скважине будет следовать кривой, полученной в результате вычитания кривой давления скважины, работавшей с момента  $t = T$ , из кривой давления скважины, работавшей с момента  $t = 0$ . Заметим, что наблюдаемое таким образом давление становится независимым от параметра  $S$  ввиду его взаимного сокращения.

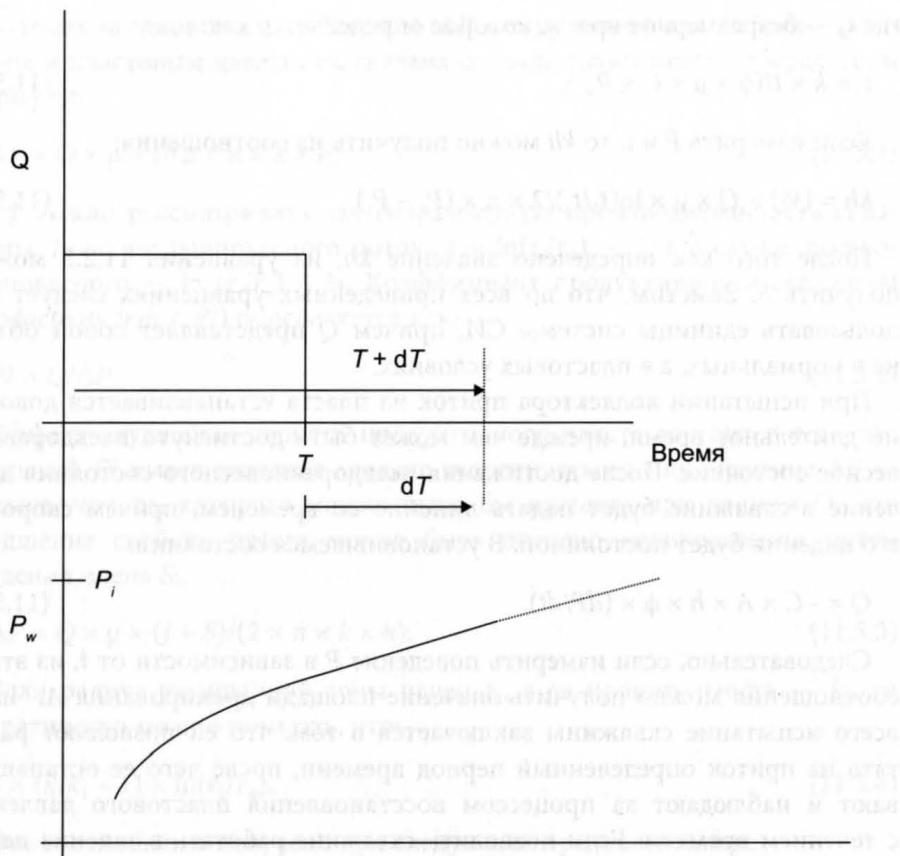
При анализе восстановления пластового давления обычно в дополнение к понятию безразмерного времени вводят понятие безразмерного давления  $P_d$ , которое определяется как:

$$P_d = 2 \times \pi \times k \times h \times (P_i - P) / (Q \times \mu). \quad (11.5.9)$$

Далее можно показать, что:

$$2 \times \pi \times k \times h \times (P_i - P_w) / (Q \times \mu) = P_d(T_d + \Delta t_d) - P_d(\Delta t_d). \quad (11.5.10)$$

В этом уравнении  $P_d(T_d + \Delta t_d)$  представляет собой полученное с помощью уравнения 11.5.9 безразмерное давление в момент безразмерного времени  $T_d + \Delta t_d$ . Для резервуара бесконечных размеров:



**Рис. 11.5.1.** Анализ восстановления пластового давления

**Таблица 11.5.2**

**Пример восстановления пластового давления**

Время, ч	Давление, бар
0	205,32
0,5	217,89
1,0	221,95
1,5	223,05
2	223,53
2,5	223,81
3	223,96
4	224,20
6	224,48
8	224,68
10	224,82
12	224,96

$$P_d = (\frac{1}{2}) \times \ln(4 \times t_d / \gamma). \quad (11.5.11)$$

Следовательно:

$$2 \times \pi \times k \times h \times (P_i - P_w) / (Q \times \mu) = (\frac{1}{2}) \times \ln[(T_d + \Delta t_d) / \Delta t_d]. \quad (11.5.12)$$

Это соотношение является основой так называемого графика Хорнера (Horner plot).

Если измерить давление ( $P_1$  и  $P_2$ ) в два разных момента времени, можно показать, что:

$$k \times h = (\frac{1}{2}) \times Q \times \mu \times (L_1 - L_2) / [2 \times \pi \times (P_2 - P_1)], \quad (11.5.13)$$

где  $L_1 = \ln((T + \Delta t_1) / \Delta t_1)$ ;  
 $L_2 = \ln((T + \Delta t_2) / \Delta t_2)$ .

Исходное пластовое давление может быть получено путем экстраполяции давления на графике Хорнера (рис. 11.5.1).

### Упражнение 11.4. Анализ с помощью графика Хорнера

Даны следующие условия гидродинамического исследования скважины:

Период притока = 24 часа

Дебит скважины = 200 м<sup>3</sup>/сут при н. у.

$B_o = 1,2$

$h = 10$  м

$r_w = 0,1$  м

$\phi = 0,25$

$\mu = 1$  сП

$C = 0,0003$  1/бар.

По окончании работы на приток скважина закрывается, после чего в различные моменты времени в ее стволе измеряется давление (см. табл. 11.5.2).

Используя эти данные, определите исходное пластовое давление и проницаемость пласта.

# МЕТОДЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Методы локализации скважин применяются, когда необходимо знать пространственное положение одного ствола скважины относительно другого. Эта необходимость возникает в следующих случаях:

- При бурении вспомогательной скважины, которая нужна для того, чтобы обеспечить глушение неконтролируемого выброса, и необходимо попасть стволом одной скважины в ствол другой.
- Когда данные исследований ненадежны, во избежание пересечения стволов скважин может возникнуть необходимость точного определения их взаимного расположения.
- Некоторые технологии добычи (закачки) требуют того, чтобы скважины находились на заданном расстоянии друг от друга.

Методология, отвечающая требованиям, предъявляемым к локализации скважин, основана на использовании электромагнитного и магнитостатического методов. В прошлом проводились исследования возможности использования методов акустической локализации, однако они не имели успеха.

## 12.1. МЕТОДЫ МАГНИТОСТАТИЧЕСКОЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ СКВАЖИН

Методы магнитостатической локализации основаны на том факте, что стальные трубы в стволе скважины обычно имеют некоторую остаточную намагниченность, вызывающую возмущение локального магнитного поля Земли. Это магнитное возмущение может быть обнаружено с помощью чувствительного магнитометра, помещаемого в необсаженную скважину, находящуюся вблизи той скважины, в которой находятся стальные

трубы. Интерпретация величины магнитного поля, измеренной в зависимости от глубины, может в некоторых случаях дать точную оценку расстояния до целевой скважины и направления к ней. Основными ограничениями этих методов обычно является малый диапазон расстояний, в рамках которого могут быть зарегистрированы такие возмущения (как правило, менее 15 м), и неопределенность природы намагниченности.

Поскольку стандартные средства исследований, такие как средства измерений в процессе бурения (*measurement while drilling, MWD*), сегодня обладают точными магнитометрами, специальные приборы для магнитостатической локализации не требуются. Однако интерпретация данных, полученных с помощью таких приборов, дело непростое. Надеюсь, что последующая информация будет полезна для знакомства с некоторыми подобными методами, а также для лучшего понимания магнитных измерений вообще.

### 12.1.1. Намагниченность стали обсадных и буровых колонн

В процессе производства, последующего магнитного исследования или вследствие получения механических ударов сталь, используемая для изготовления обсадных и бурильных труб, а также оснастки (например, язы, утяжеленные бурильные трубы, буровые коронки), приобретает определенную степень намагниченности. Простейшая модель описания поля, вызываемого такой намагниченностью, основана на суперпозиции магнитных точечных монополей с северной или южной полярностью. Северный монополь определяется как монополь, силовые магнитные линии которого направлены симметрично и сферически по направлению к полюсу; в отношении южного полюса эти линии располагаются аналогично, но направлены в сторону, противоположную от него. Хотя в природе свободные монополи никогда не наблюдаются, в случае двух значительно удаленных друг от друга полюсов поле вблизи одного из них будет определяться именно им, а влиянием удаленного полюса можно пренебречь. Когда два или более полюсов находятся на одинаковом расстоянии от точки измерения, поле представляет собой линейную суперпозицию составляющих поля монополя, связанных с каждым из полюсов в отдельности. Создаваемое монополем магнитное поле в декартовой системе координат можно записать следующим образом:

$$F_x = \mu r \times M \times x / (4 \times \pi \times r^3); \quad (12.1.1)$$

$$F_y = \mu r \times M \times y / (4 \times \pi \times r^3); \quad (12.1.2)$$

$$F_z = \mu r \times M \times z / (4 \times \pi \times r^3), \quad (12.1.3)$$

где  $r = \sqrt{(x_2 + y_2 + z_2)}$ , м;

$M$  — магнитный поток, Вб;

$F_x, F_y, F_z$  — составляющие магнитной индукции, Тл;

$\mu r$  — относительная магнитная проницаемость среды;

$x, y, z$  — расстояния от монополя до точки измерения вдоль осей  $x, y$  и  $z$ , м.

Обычно полагают  $\mu r = 1,0$ , так что этому члену в большинстве случаев не придают значения. Направления осей  $x, y, z$  системы координат выбираются так, чтобы ось  $x$  указывала на сеточный север, ось  $y$  — на сеточный восток, а ось  $z$  была направлена вертикально вниз.

### 12.1.2. Интерпретация магнитных аномалий

Когда измерение параметров магнитного поля осуществляется посредством трехосевого магнитометра, компоненты этого поля  $B_x, B_y$  и  $B_z$  в декартовой системе координат проецируются на три оси прибора. В системе координат прибора ось  $z$  направлена вдоль ствола скважины, а оси  $x$  и  $y$  вследствие вращения прибора произвольно ориентированы в плоскости (называемой **плоскостью датчика**), перпендикулярной стволу скважины. Если в приборе имеются акселерометры, угол между осью  $x$  прибора (так называемой **рабочей плоскостью прибора**) и направлением на верхнюю часть (highside, HS) скважины известен. Это дает возможность преобразовать компоненты  $x$  и  $y$  системы координат прибора в компоненты системы координат, в которой ось  $x$  имеет то же направление, что и HS, а ось  $y$  магнитометра повернута от него в плоскости датчика на 90 градусов по часовой стрелке (то есть в «верхнем правом» направлении (highside right, HSR)). После проведения преобразования посредством такого поворота показания магнитометра приведены к системе координат скважины. Компоненты  $B_x$  и  $B_y$  заменяются соответственно на  $B_{hs}$  и  $B_{hsr}$ . Компонент  $B_z$  остается неизменным, хотя во избежание путаницы заменяется на  $B_{ax}$ . Если наклон и азимут скважины известны, то возможно дальнейшее преобразование компонентов  $B_{hs}, B_{hsr}$  и  $B_{ax}$  в компоненты  $B_x, B_y$  и  $B_z$  декартовой системы координат. Названные выше величины иллюстрируются на рис. 12.1.1.

Поле, измеряемое магнитометром в исследуемой скважине, является векторной суммой полей, обусловленных какими-либо аномалиями и магнитным полем Земли. Прежде чем интерпретировать эти магнитные аномалии, из показаний магнитометра должна быть удалена составляющая, связанная с воздействием магнитного поля Земли. Поэтому основная процедура нахождения положения целевой скважины с помощью трехосевого магнитометра в комбинации с акселерометрами состоит в следующем:

1. С помощью данных акселерометров первичные показания магнитометра переводятся в систему координат скважины.



**Рис. 12.1.1.** Поля в системе координат скважины

2. Магнитное поле Земли в системе координат скважины ( $E_{hs}$ ,  $E_{hsr}$ ,  $E_{ax}$ ) получают как функцию глубины исследуемой скважины. Заметим, что, тогда как магнитное поле Земли может оставаться постоянным, измеряемые в скважине компоненты будут меняться с изменением наклона и азимута скважины.
3. Компоненты магнитного поля Земли вычитываются из соответствующих компонент, измеренных магнитометром, в результате чего получаются компоненты, связанные с возмущением (они обозначены буквой  $F$ ). Следовательно:

$$F_{hs} = B_{hs} - E_{hs}; \quad (12.1.4)$$

$$F_{hsr} = B_{hsr} - E_{hsr}; \quad (12.1.5)$$

$$F_{ax} = B_{ax} - E_{ax}. \quad (12.1.6)$$

Рассчитав компоненты  $F$ , можно получить следующие величины для сравнения с теоретическими моделями:

$$F_{xy} = \sqrt{(F_{hs}^2 + F_{hsr}^2)}; \quad (12.1.7)$$

$$F_{tot} = \sqrt{(F_{hs}^2 + F_{hsr}^2 + F_{ax}^2)}, \quad (12.1.8)$$

где  $DF_{ax}$  — скорость изменения  $F_{ax}$  по глубине скважины;

$HS_{dir}$  — угол между проекцией  $F_{xy}$  вектора  $F$  на плоскость датчика и направлением  $HS$  (по часовой стрелке от  $HS$  к  $F_{xy}$ );

$AX_{dir}$  — угол между вектором  $F$  и осью скважины (от оси скважины к  $F$ ).

Приведенные выше пять величин можно нанести на график зависимости от глубины вспомогательной скважины.

4. Возмущение магнитного поля Земли, определяемое компонентами  $F$ , должно интерпретироваться исходя из суперпозиции монополей, расположенных вдоль целевой скважины. Это делается путем моделирования следующим образом. С помощью предполагаемого набора создаваемых полюсами магнитных потоков и расположения полюсов по глубине целевой скважины в системе координат скважины по магнитометру исследуемой скважины моделируется магнитное поле. Моделирование основано на совместном использовании уравнений 12.1.1–12.1.3 и данных обследования обеих скважин. Чтобы измеренный и моделируемый наборы данных в зависимости от глубины соответствовали друг другу, необходимо перемещать предполагаемое положение целевой скважины относительно положения вспомогательной и варьировать предполагаемое распределение полюсов в целевой скважине до тех пор, пока не будет найден наилучший вариант подгонки.

Недостатки вышеприведенного подхода:

1. **Эффект размыивания.** Модель точечного монополя может оказаться неприменимой, если намагниченность размазана вдоль оси трубы. В результате оценка расстояния может оказаться сильно завышенной.
2. **Плохо определяемое направление HS.** Если вспомогательная скважина почти вертикальна, направление HS становится трудно определить, вследствие чего становится невозможно корректно учитывать влияние магнитного поля Земли в плоскости датчика. Эту проблему можно обойти, обеспечивая при бурении наклон контролируемой скважины, равный нескольким градусам.
3. **Нелинейные траектории стволов скважин.** Настоятельно рекомендуется, чтобы при приближении к целевой скважине в процессе бурения вспомогательной скважины ее угол наклона и азимут оставались неизменными. Это связано с тем, что, пока магнитометры подвергаются влиянию возмущения, нормальный контроль траектории ствола скважины невозможен. Хотя эта проблема и может быть решена с помощью применения гироскопа во вспомогательной скважине, в необсаженной скважине это обычно не практикуют. Также если система координат скважины не остается достаточно стабильной, становится гораздо сложнее обеспечить визуализацию целевой и вспомогательной скважин.

### 12.1.3. Учет влияния магнитного поля Земли

Теперь посмотрим, как вывести компоненты магнитного поля Земли в системе координат скважины. Пусть магнитное поле Земли определяется параметрами:

- $E_h$  — горизонтальная составляющая магнитного поля Земли.
- $E_v$  — вертикальная составляющая магнитного поля Земли.
- Магнитное склонение — угол по часовой стрелке между направлением на географический и на магнитный север.

Составляющие вектора магнитного поля Земли в декартовой системе координат:

$$E_x = E_h \times \cos(\text{угол магнитного склонения}); \quad (12.1.9)$$

$$E_y = E_h \times \sin(\text{угол магнитного склонения}); \quad (12.1.10)$$

$$E_z = E_v. \quad (12.1.11)$$

По данным искривления вспомогательной скважины для каждой точки наблюдения вдоль ее траектории можно определить орт декартовой системы координат RVEC. Чтобы определить направление на верхнюю часть скважины (HS), сначала рассматривают единичный вектор, направленный под углом 90 градусов по часовой стрелке от HS в плоскости датчика по направлению HSR.

$$\underline{\text{HSR}} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix} \wedge \underline{\text{RVEC}}. \quad (12.1.12)$$

где  $\wedge$  обозначает векторное произведение (см. приложение 4). Вектор HS принимает вид:

$$\underline{\text{HS}} = \underline{\text{HSR}} \wedge \underline{\text{RVEC}}. \quad (12.1.13)$$

Три вектора HS, HSR и RVEC должны быть преобразованы в единичные вектора (то есть разделены на собственную амплитуду) для определения системы координат скважины. Далее они обозначаются, как HS<sup>^</sup>, HSR<sup>^</sup> и RVEC<sup>^</sup>. Составляющие магнитного поля Земли в системе координат скважины:

$$E_{ax} = (\underline{E} \cdot \underline{\text{RVEC}}^{\wedge}) \times \underline{\text{RVEC}}^{\wedge}, \quad (12.1.14)$$

где . означает скалярное произведение.

$$E_{hs} = (\underline{E} \cdot \underline{\text{HS}}^{\wedge}) \times \underline{\text{HS}}^{\wedge}. \quad (12.1.15)$$

$$\underline{E}_{hsr} = (\underline{E} \cdot \underline{\text{HSR}}^\wedge) \times \underline{\text{HSR}}^\wedge. \quad (12.1.16)$$

#### 12.1.4. Преобразование результатов измерений в систему координат скважины

Необработанные составляющие  $B_x$ ,  $B_y$  и  $B_z$  магнитометра преобразуются в систему координат скважины следующим образом. Показания акселерометра, входящего в компоновку зонда, обозначим как  $A_x$ ,  $A_y$  и  $A_z$ . Ориентация рабочей плоскости прибора по отношению к направлению HS определяется как:

$$\theta = \arctg(A_y/A_x). \quad (12.1.17)$$

Функция  $\arctg$  обычно возвращает значение  $\theta$  в диапазон от  $-90$  до  $+90$  градусов, а нас интересует угол (от  $0^\circ$  до  $360^\circ$ ) по часовой стрелке между направлением HS и рабочей плоскостью прибора, обозначаемый HSTF. Чтобы из угла  $\theta$  получить угол HSTF, необходимо сделать преобразование, показанное в таблице 12.1.1.

$B_{hs}$  и  $B_{hsr}$  определяются из следующих уравнений:

$$B_{hs} = B_x \times \cos(\text{HSTF}) - B_y \times \sin(\text{HSTF}); \quad (12.1.18)$$

$$B_{hsr} = B_x \times \sin(\text{HSTF}) + B_y \times \cos(\text{HSTF}). \quad (12.1.19)$$

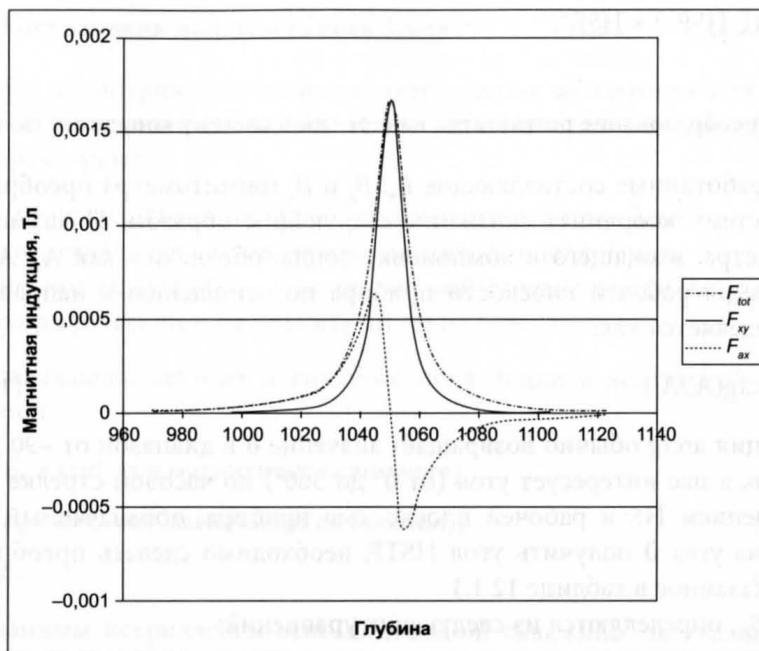
Созданное монополем магнитное поле, измеряемое в системе координат вспомогательной скважины, может быть подобным же образом смоделировано путем замены компонентов  $E_x$ ,  $E_y$  и  $E_z$  в приведенных выше уравнениях на компоненты  $F_x$ ,  $F_y$  и  $F_z$ , задаваемые уравнениями 12.1.1—12.1.3. На рис. 12.1.2—12.1.4 показано поведение параметров  $F_{tot}$ ,  $F_{xy}$ ,  $F_z$ ,  $\Delta F_z$  и  $AX_{dir}$  по глубине скважины.

Аналогично для диполя, состоящего из северного и южного полюсов одинаковой интенсивности, поведение соответствующих параметров показано на рис. 12.1.5—12.1.7.

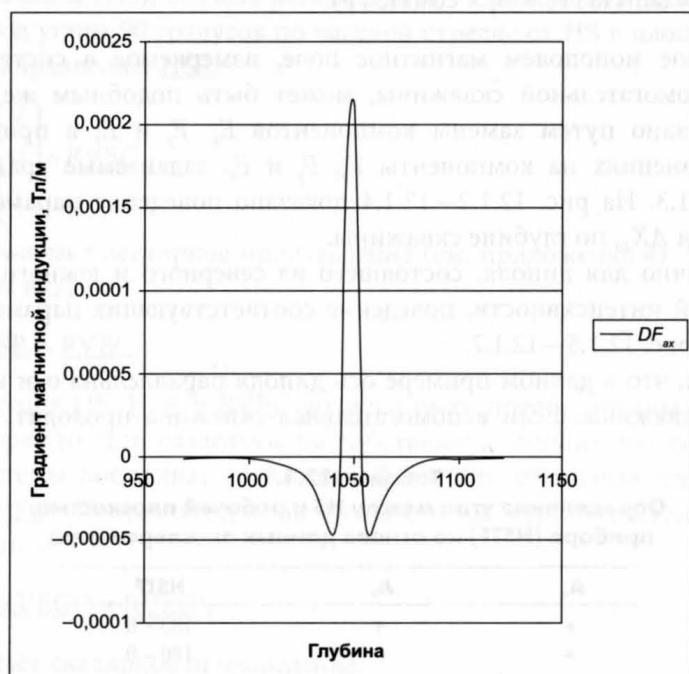
Заметим, что в данном примере ось диполя параллельна оси вспомогательной скважины. Если вспомогательная скважина проходит к одному

**Таблица 12.1.1**  
**Определение угла между HS и рабочей плоскостью**  
**прибора (HSTF) на основе данных акселерометра**

<b><math>A_x</math></b>	<b><math>A_y</math></b>	<b>HSTF</b>
+	+	$180 - \theta$
+	-	$180 - \theta$
-	+	$-\theta$
-	-	$-\theta$



**Рис. 12.1.2.** Магнитное поле, создаваемое монополем:  $F_{tot}$ ,  $F_{xy}$ ,  $F_{ax}$



**Рис. 12.1.3.** Магнитное поле, создаваемое монополем:  $\Delta F_{ax}$

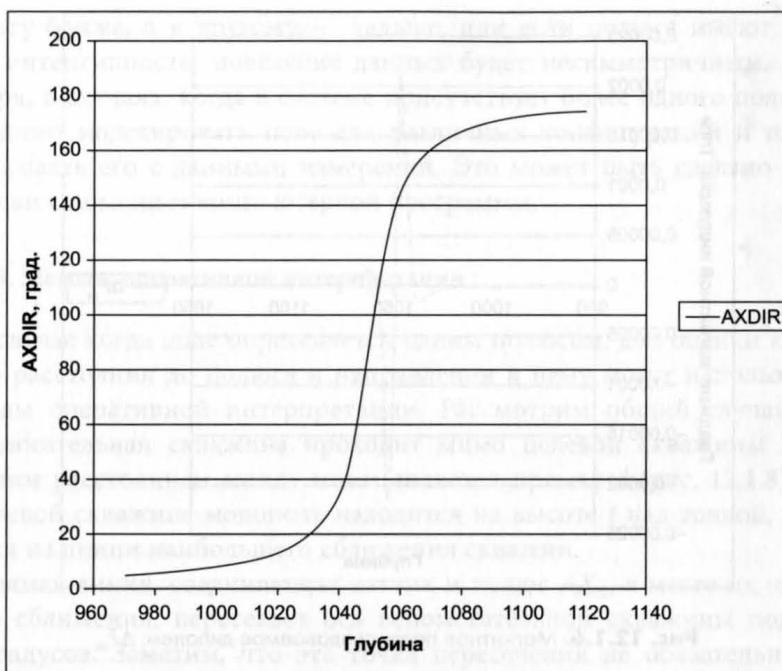


Рис. 12.1.4. Магнитное поле, создаваемое монополем:  $AX_{dir}$

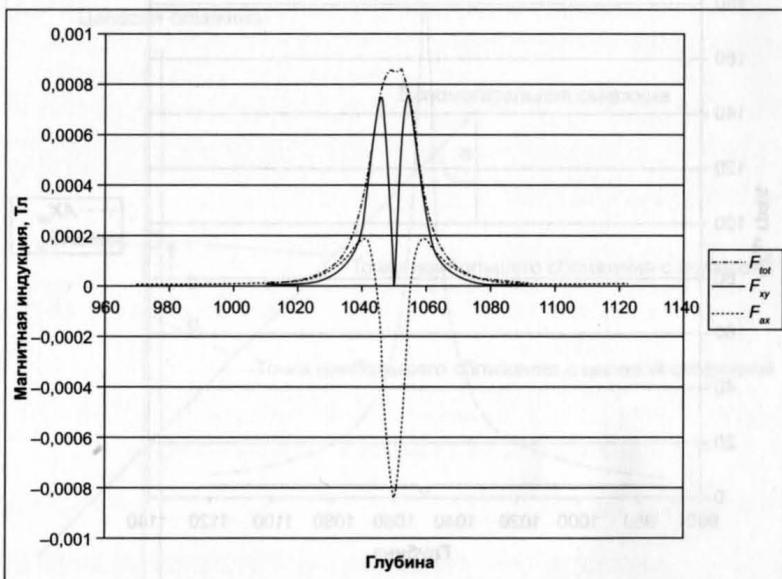
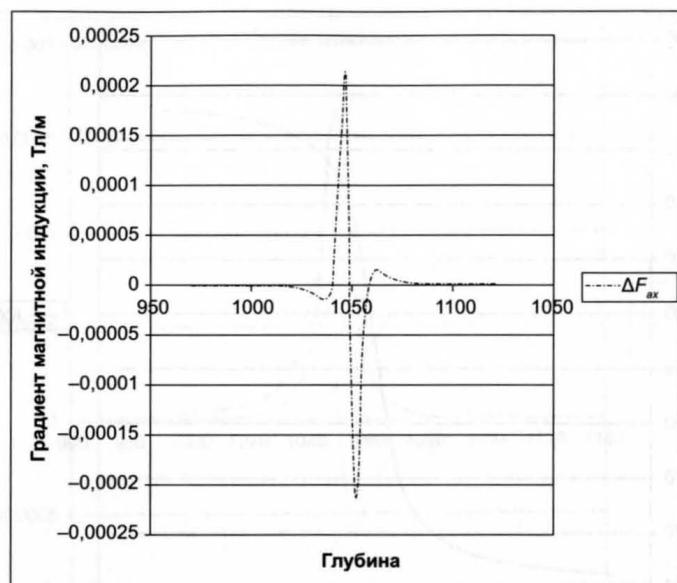
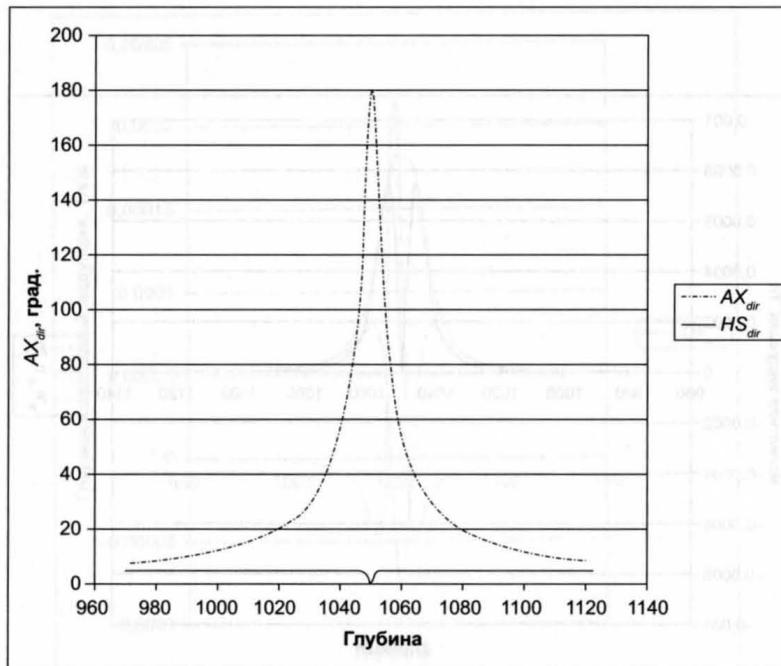


Рис. 12.1.5. Магнитное поле, создаваемое диполем:  $F_{tot}$ ,  $F_{xy}$ ,  $F_{ax}$



**Рис. 12.1.6.** Магнитное поле, создаваемое диполем:  $\Delta F_{ax}$



**Рис. 12.1.7.** Магнитное поле, создаваемое диполем:  $AX_{dir}/HS_{dir}$

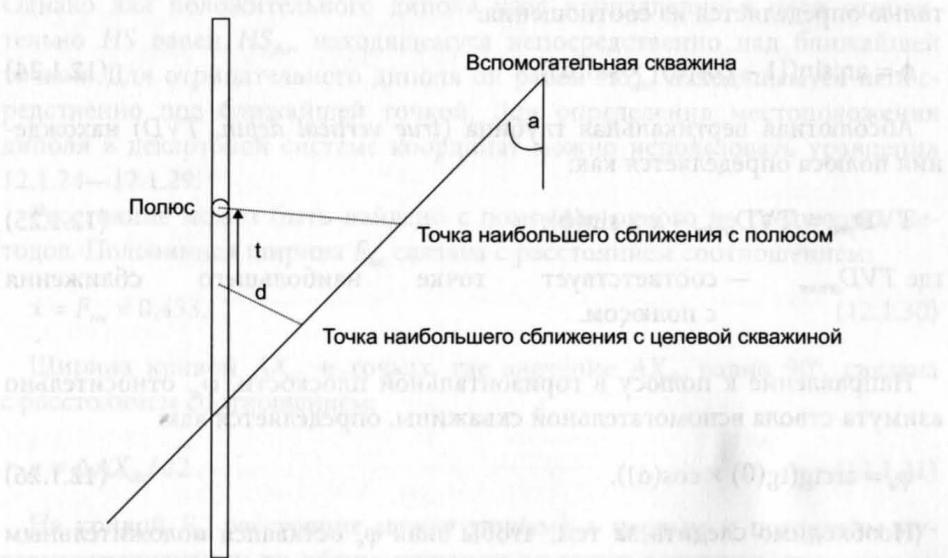
полюсу ближе, а к другому — дальше, или если полюса имеют различную интенсивность, поведение данных будет несимметричным. Вообще говоря, в случаях, когда в системе присутствует более одного полюса, необходимо моделировать поле для различных конфигураций и пытаться согласовать его с данными измерений. Это может быть сделано автоматически с помощью компьютерной программы.

### 12.1.5. Методы оперативной интерпретации

В случае когда поле определяется одним полюсом, для оценки кратчайшего расстояния до полюса и направления к нему могут использоваться методы оперативной интерпретации. Рассмотрим общий случай, когда вспомогательная скважина проходит мимо целевой скважины и кратчайшим расстоянием между ними является прямая  $d$  (рис. 12.1.8). Пусть в целевой скважине монополь находится на высоте  $t$  над точкой, находящейся на линии наибольшего сближения скважин.

Прямая линия, соединяющая датчик и полюс  $A X_{dir}$  в месте их наибольшего сближения, пересекает ось вспомогательной скважины под углом 90 градусов. Заметим, что эта точка пересечения не обязательно будет совпадать с точкой, через которую проходит линия наибольшего сближения скважин. Также, хотя одна скважина проходит мимо другой, значение  $HS_{dir}$  остается постоянным по глубине вспомогательной скважины. Кратчайшее расстояние между этой скважиной и полюсом ( $x$ ) может

Целевая скважина



**Рис. 12.1.8.** Вспомогательная скважина, проходящая мимо целевой скважины

быть определено путем измерения ширины кривой  $F_{tot}$  на половине максимума интенсивности и деления ее на 2. Следовательно:

$$x = \Delta F_{tot}/2. \quad (12.1.20)$$

Для этой цели может быть также использована и кривая  $F_{xy}$ , а формула при этом примет вид:

$$x = \Delta F_{xy} \times (0,652). \quad (12.1.21)$$

Аналогично, расстояние между двумя стационарными точками (с нулевым градиентом) на кривой  $F_{ax}$  связано с  $x$  соотношением:

$$x = \Delta F_{ax}/\sqrt{2}. \quad (12.1.22)$$

Кроме того, величина  $x$  может быть определена по расстоянию между точками, в которых кривая  $\Delta F_{ax}$  пересекает ось абсцисс. Если на любой из сторон кривой  $AX_{dir}$  измерить расстояние между двумя точками, находящимися с разных сторон от точки  $AX_{dir} = 90^\circ$ , в которых  $AX_{dir} = 135^\circ$  и  $45^\circ$ , величина  $x$  может быть получена из соотношения:

$$x = \Delta AX_{dir}/2. \quad (12.1.23)$$

Чтобы найти наименьшее расстояние между двумя скважинами, выполните следующие действия. Учтите, что вспомогательная скважина имеет наклон  $\alpha$ . Если вектор, направленный к полюсу ( $r$ ), находится под углом  $\theta$  к направлению  $HS$  в плоскости датчика, угол между  $r$  и горизонталью определяется из соотношения:

$$\phi = \arcsin([1 - \cos(\theta)] \times \sin(\alpha)). \quad (12.1.24)$$

Абсолютная вертикальная глубина (*true vertical depth*, *TVD*) нахождения полюса определяется как:

$$TVD_{pole} = TVD_{sensor} - x \times \sin(\phi), \quad (12.1.25)$$

где  $TVD_{sensor}$  — соответствует точке наибольшего сближения с полюсом.

Направление к полюсу в горизонтальной плоскости,  $\varphi_a$ , относительно азимута ствола вспомогательной скважины, определяется как:

$$\varphi_a = \operatorname{arctg}(\operatorname{tg}(\theta) \times \cos(\alpha)). \quad (12.1.26)$$

Необходимо следить за тем, чтобы знак  $\varphi_a$  оставался положительным при повороте по часовой стрелке от горизонтальной проекции  $HS$  к горизонтальной проекции вектора, связывающего датчик с полюсом.

Направление полюса по отношению к направлению на север  $\varphi_n$ , если  $\beta$  — азимут ствола вспомогательной скважины по отношению к направлению на север, определяется как:

$$\varphi_n = \varphi_a + \beta. \quad (12.1.27)$$

Следовательно, в горизонтальной плоскости относительное положение полюса и датчика в точке их наибольшего сближения:

$$\text{север: } x \times \cos(\phi) \times \cos(\varphi_n), \quad (12.1.28)$$

$$\text{восток: } x \times \cos(\phi) \times \sin(\varphi_n). \quad (12.1.29)$$

Для диполей ситуация более сложная, и формула может быть дана только для упрощенного случая, когда вспомогательная и целевая скважины параллельны друг другу, а расстояние между полюсами мало по сравнению с расстоянием между скважинами. Диполь может рассматриваться как положительный, если его северный полюс находится над южным, и как отрицательный, если, наоборот, южный над северным. Знак полярности диполя можно определить по поведению кривой  $AX_{dir}$  при прохождении мимо него. В случае положительного диполя значение  $AX_{dir}$  увеличивается с глубиной, достигая значения  $180^\circ$  в точке наибольшего сближения с ним, а затем снова уменьшается. В случае отрицательного диполя при прохождении мимо него значение  $AX_{dir}$  должно уменьшаться до нуля, а затем снова увеличиваться. Поскольку  $AX_{dir}$  в ближайшей точке равно  $0^\circ$  или  $180^\circ$ ,  $HS_{dir}$  в этой точке не может быть определено. Однако для положительного диполя угол направления к цели относительно  $HS$  равен  $HS_{dir}$ , находящемуся непосредственно над ближайшей точкой. Для отрицательного диполя он равен  $HS_{dir}$ , находящемуся непосредственно под ближайшей точкой. Для определения местоположения диполя в декартовой системе координат можно использовать уравнения 12.1.24—12.1.29.

Расстояние может быть найдено с помощью одного из следующих методов. Половинная ширина  $F_{tot}$  связана с расстоянием соотношением:

$$x = F_{tot} \times 0,453. \quad (12.1.30)$$

Ширина кривой  $AX_{dir}$  в точках, где значение  $AX_{dir}$  равно  $90^\circ$ , связана с расстоянием соотношением:

$$x = \Delta AX_{dir} / \sqrt{2}. \quad (12.1.31)$$

На кривой  $F_{ax}$  расстояние между точками с первым и последним нулевым градиентами по обеим сторонам от точки с нулевым градиентом, расположенным в центре, связаны с расстоянием  $x$  соотношением:

$$x = \Delta F_{ax}/\sqrt{6}. \quad (12.1.32)$$

Когда аппроксимация удаленного магнитного поля неприменима и скважины не параллельны друг другу, ситуация становится более сложной, и использовать методы оперативной оценки больше не представляется возможным. Однако следует отметить, что в точке наибольшего сближения с одним из формирующих диполь монополей поведение магнитного поля в терминах  $F_{tot}$ ,  $F_{xy}$  и  $F_{ax}$  будет определяться этим монополем, вследствие чего могут быть применимы методы оперативной интерпретации для монополя.

### **Упражнение 12.1. Пример обработки данных, полученных при магнитостатической локализации**

Рассмотрим следующий случай. Вертикальная разведочная скважина дала неконтролируемый выброс, вследствие чего понадобилась вспомогательная скважина для ее локализации и пересечения с ней.

Необходимые параметры целевой скважины:

Полная глубина: 2200 фут TVDss (вертикальная глубина)

Направление на восток: 5340 фут

Направление на север: 6898 фут

**Таблица 12.1.2  
Пример данных вспомогательной скважины**

<b>Абсолютная вертикальная отметка z (TVD) (фут)</b>	<b>Север (x) (фут)</b>	<b>Восток (y)(фут)</b>
2073,4	6985,4	5348,8
2080,7	6975,9	5348,3
2086,7	6967,9	5347,9
2092,7	6959,9	5347,2
2098,7	6952	5346,8
2105,7	6941,6	5346,4
2111,7	6933,6	5345,9
2117,6	6925,6	5345,5
2123,7	6917,7	5345,1
2129,7	6909,7	5345,1
2135,8	6901,8	5344,7
2141,9	6893,9	5344,3
2148	6885,9	5343,8
2154,1	6878	5343,4
2161,2	6870,2	5343
2167,3	6862,4	5342,6
2173,5	6854,5	5342,1
2179,7	6846,7	5341,7

**Таблица 12.1.3**  
**Пример необработанных данных магнитометрии**

Глубина (фут)	$A_x$	$A_y$	$A_z$	$B_x$ ( $\mu$ Тл)	$B_y$ ( $\mu$ Тл)	$B_z$ ( $\mu$ Тл)
2700	-1	0	1	-17,81	2,19	-34,76
2710	-1	0	1	-17,81	2,19	-34,76
2720	-1	0	1	-17,81	2,19	-34,76
2730	-1	0	1	-17,81	2,19	-35,37
2740	-1	0	1	-17,81	2,19	-35,37
2750	-1	0	1	-17,81	2,19	-35,37
2760	-1	0	1	-18,36	1,51	-36,59
2765	-1	0	1	-18,49	0,55	-37,8
2770	-1	0	1	-19,86	-1,51	-40,24
2772,5	-1	0	1	-21,23	-4,66	-41,46
2775	-1	0	1	-23,97	-8,77	-42,68
2777,5	-1	0	1	-26,71	-14,93	-40,85
2780	-1	0	1	-30,14	-19,73	-34,15
2782,5	-1	0	1	-30,14	-19,73	-28,05
2785	-1	0	1	-29,73	-12,88	-22,32
2787,5	-1	0	1	-28,77	-4,6	-23,17
2790	-1	0	1	-27,4	0,82	-25,61
2792,5	-1	0	1	-26,03	3,56	-29,88
2795	-1	0	1	-23,97	3,56	-31,71
2797,5	-1	0	1	-23,29	3,56	-33,29
2800	-1	0	1	-21,92	3,56	-34,15
2805	-1	0	1	-20,55	3,56	-34,51
2810	-1	0	1	-19,86	3,56	-34,51
2820	-1	0	1	-18,49	3,56	-34,15

Вблизи неуправляемой скважины была пробурена вспомогательная скважина. Полученные в ней каротажные данные приведены в таблице 12.1.2.

Магнитное поле Земли имеет следующие компоненты:

$$E_v = -7,75 \times 10^{-6} \text{ Тл};$$

$$E_h = 40,9 \times 10^{-6} \text{ Тл}.$$

Магнитное склонение (угол по часовой стрелке от сеточного севера к магнитному северу) равно нулю.

Во вспомогательной скважине были проведены измерения с помощью комплекта оборудования, состоящего из трех магнитометров и трех акселерометров. Полученные результаты приведены в таблице 12.1.3 ( обратите внимание на то, что глубины и расстояния приведены в футах, а не в метрах).

- Переведите компоненты магнитного поля Земли в систему координат скважины.

2. Преобразуйте необработанные данные магнитометра в систему координат скважины и вычтите из них компоненты магнитного поля Земли.
3. Убедитесь в наличии полюсов и определите знак их полярности.
4. Для оценки кратчайшего расстояния между полюсом и вспомогательной скважиной используйте методы оперативной интерпретации и оцените погрешность предполагаемого местоположения целевой скважины по отношению к вспомогательной.
5. Смоделируйте магнитное поле с учетом предполагаемого местоположения полюса в системе координат скважины и посредством наложения полученных таким образом данных о магнитном поле на фактически измеренные данные оцените качество их взаимного соответствия.
6. Имеются ли какие-либо признаки наличия второго полюса?

## 12.2. МЕТОДЫ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ СКВАЖИНЫ

Магнитостатические методы обладают тем преимуществом, что не требуют применения каких-то специальных средств, но они полагаются на непредсказуемую природу намагниченности, присутствующей в целевой скважине. Кроме того, диапазон их действия, как правило, очень невелик. Диапазон действия электромагнитных методов гораздо больше, но для их реализации необходимы специальные устройства и гораздо более сложное математическое моделирование. Тем не менее эти методы были успешно использованы в ряде случаев неконтролируемых выбросов.

### 12.2.1. Принципы электромагнитной локализации скважин

Протяженная стальная конструкция в целевой скважине представляет собой участок с малым сопротивлением любому наведенному в пласте току. Измеряя напряженность и направление линий магнитного поля, связанных с протеканием тока в целевой скважине, можно определить ее местоположение. Следовательно, основными элементами устройства электромагнитной локализации скважин являются:

1. Электрод, изолированный кабелем (длиной обычно 100—300 фут) от блока датчиков, подающий в пласт низкочастотный ток.
2. Блок датчиков, состоящий из ортогональных магнитометров постоянного (DC) и переменного (AC) тока. Магнитометры постоянного тока используются для определения ориентации прибора по отноше-

нию к HS (направление на верхнюю часть скважины), а магнитометры переменного тока — для измерения магнитных полей, создаваемых током, протекающим в целевой скважине.

Создаваемое переменным током магнитное поле, измеряемое в плоскости датчика, представляет собой векторную сумму магнитных полей от каждого элемента тока. В случае источника тока бесконечной длины магнитное поле, измеряемое датчиком, определяется законом Био-Савара (Biot-Savart):

$$\underline{H} = I/[2 \times \pi \times \underline{\text{dist}}] \times [\underline{\text{dist}}^\wedge \underline{\text{Tvec}}^\wedge], \quad (12.2.1)$$

где  $\underline{H}$  — вектор напряженности магнитного поля, Тл;

$I$  — протекающий ток, А;

$\underline{\text{dist}}$  — вектор, связывающий датчик с линейным источником по кратчайшему пути, м;

$\underline{\text{dist}}^\wedge$  — единичный вектор вдоль направления  $\underline{\text{dist}}$ ;

$\underline{\text{Tvec}}^\wedge$  — единичный вектор вдоль направления линейного источника.

Эти компоненты показаны на рис. 12.2.1.

Если бы ток, протекающий по целевой скважине, повсюду был постоянным, моделирование было бы относительно простым, и те алгоритмы, которые применяются в магнитостатических методах локализации, мог

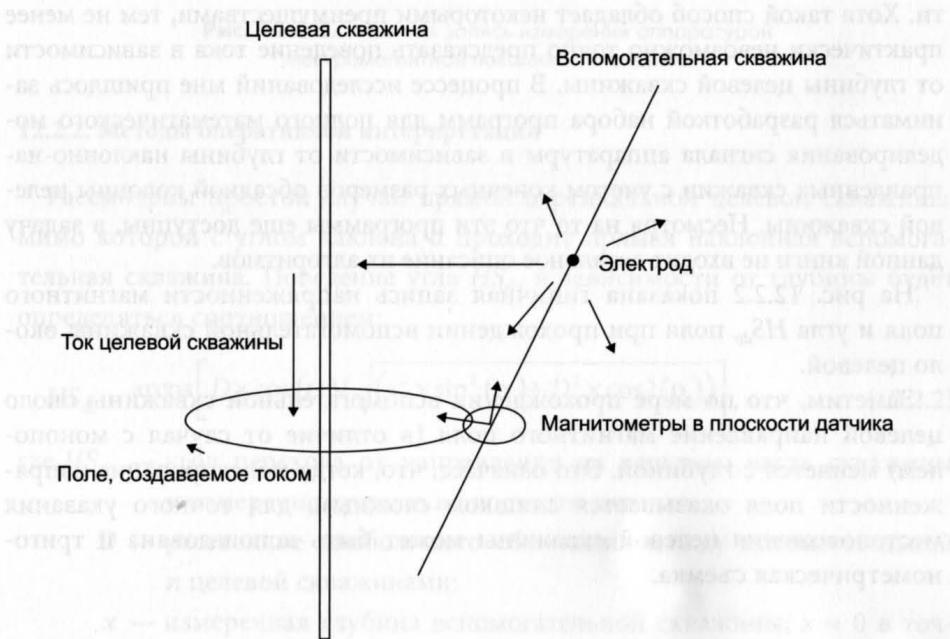


Рис. 12.2.1. Принципы электромагнитной локализации скважин

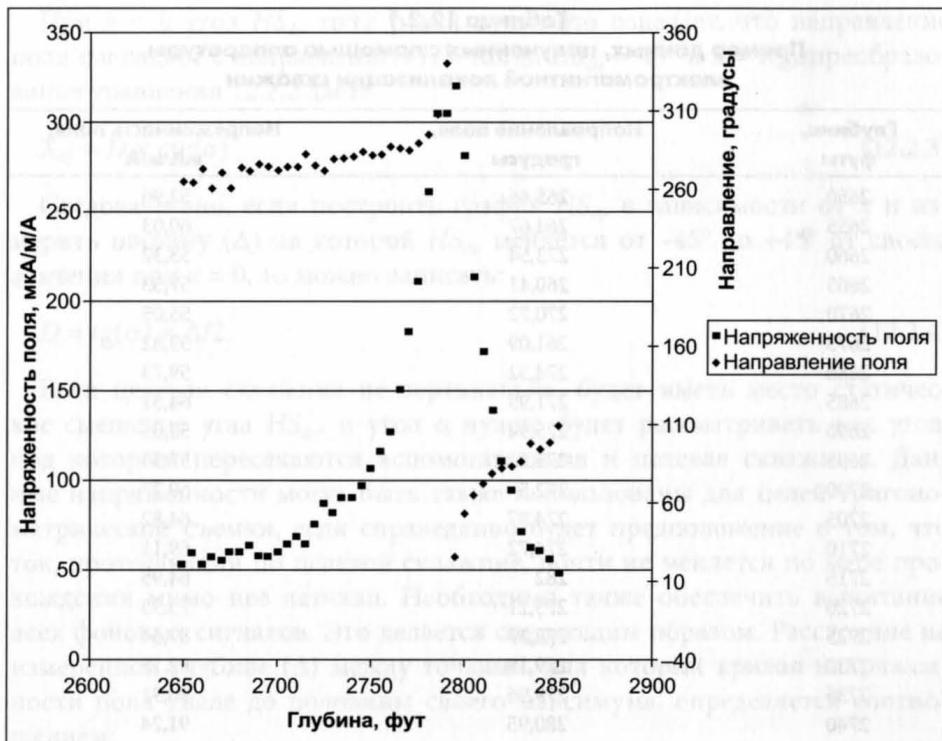
ли бы здесь использоваться с неменьшим успехом. К сожалению, это не так, поскольку на ток влияет ряд следующих факторов:

1. Даже в теоретическом случае изотропной среды и обсадной колонны бесконечной длины и постоянной толщины в целевой скважине определение зависимости тока от глубины целевой скважины представляет собой сложный математический процесс, включающий использование функций Бесселя (*Bessel*) и численное интегрирование. На поле, измеряемое во вспомогательной скважине, оказывает влияние не только близость датчиков к обсадной колонне целевой скважины, но и близость к ней подающего ток электрода, причем это расстояние зависит от глубины.
2. В действительности обсадная колонна целевой скважины имеет конечную длину, и очень часто ее удается локализовать лишь возле башмака обсадной колонны, где ток падает до нуля (переставая создавать магнитное поле).
3. На ток в целевой скважине влияют толщина обсадных или бурильных труб и электрическое сопротивление на контакте между сталью и горными породами, которое также может меняться.

На некоторых месторождениях делались попытки обойти эти ограничения путем подачи тока на целевую скважину непосредственно с поверхности. Хотя такой способ обладает некоторыми преимуществами, тем не менее практически невозможно точно предсказать поведение тока в зависимости от глубины целевой скважины. В процессе исследований мне пришлось заниматься разработкой набора программ для полного математического моделирования сигнала аппаратуры в зависимости от глубины наклонно-направленных скважин с учетом конечных размеров обсадной колонны целевой скважины. Несмотря на то что эти программы еще доступны, в задачу данной книги не входит детальное описание их алгоритмов.

На рис. 12.2.2 показана типичная запись напряженности магнитного поля и угла  $HS_{dir}$  поля при прохождении вспомогательной скважины около целевой.

Заметим, что по мере прохождения вспомогательной скважины около целевой направление магнитного поля (в отличие от случая с монополем) меняется с глубиной. Это означает, что, когда моделирование напряженности поля оказывается слишком сложным, для точного указания местоположения целевой скважины может быть использована и тригонометрическая съемка.



**Рис. 12.2.2.** Типичная запись измерений аппаратурой электромагнитной локализации скважин

### 12.2.2. Методы оперативной интерпретации

Рассмотрим простой случай прямой вертикальной целевой скважины, мимо которой с углом наклона  $\alpha$  проходит прямая наклонная вспомогательная скважина. Поведение угла  $HS_{dir}$  в зависимости от глубины будет определяться соотношением:

$$HS_{dir} = \arccos \left[ D \times \cos(\alpha) / \sqrt{(x^2 \times \sin^2(\alpha) + D^2 \times \cos^2(\alpha))} \right], \quad (12.2.2)$$

где  $HS_{dir}$  — угол перехода от направления на верхнюю часть скважины к измеренному полю в плоскости датчика;

$D$  — расстояние наибольшего сближения между вспомогательной и целевой скважинами;

$x$  — измеренная глубина вспомогательной скважины;  $x = 0$  в точке наибольшего сближения.

Таблица 12.2.1

**Пример данных, полученных с помощью аппаратуры  
электромагнитной локализации скважин**

Глубина, футы	Направление поля, градусы	Напряженность поля, мА/м
2650	265,46	52,96
2655	264,67	60,03
2660	273,54	53,32
2665	260,41	57,53
2670	270,72	55,05
2675	261,09	59,82
2680	274,32	59,73
2685	271,95	64,31
2690	275,94	58,05
2695	275,1	57,55
2700	272,5	60,77
2705	274,87	64,82
2710	274,72	69,11
2715	282	64,95
2720	275,21	75,95
2725	272,39	87,64
2730	279,19	82,18
2735	279,96	90,91
2740	280,95	91,24
2745	284,25	97,06
2750	282,18	107,72
2755	282,91	116,87
2760	287,81	127,97
2765	286,89	150,73
2770	285,39	183,33
2775	289,38	211,61
2780	295,55	262,2
2785	308,07	304,58
2790	341,45	305,65
2795	25,87	320,93
2800	52,92	281,65
2805	65,24	214,19
2810	72,56	172,37
2815	78,53	139,15
2820	82,29	111,05
2825	83,05	94,78
2830	86,01	71,93
2835	98,11	63,06
2840	94,1	61,25
2845	98,8	56,25
2850	109,64	48,43

При  $x = 0$  угол  $HS_{dir}$  тоже равен нулю; это означает, что направление поля совпадает с направлением  $HS$ . Когда  $HS_{dir} = 45^\circ$  и  $x = X_{45}$ , преобразование уравнения 12.2.2 дает:

$$X_{45} = D \times \operatorname{ctg}(\alpha). \quad (12.2.3)$$

Следовательно, если построить график  $HS_{dir}$  в зависимости от  $x$  и измерить ширину ( $\Delta$ ) на которой  $HS_{dir}$  меняется от  $-45^\circ$  до  $+45^\circ$  от своего значения при  $x = 0$ , то можно записать:

$$D = \operatorname{tg}(\alpha) \times \Delta/2. \quad (12.2.4)$$

Если целевая скважина не вертикальна, будет иметь место статическое смещение угла  $HS_{dir}$ , и угол  $\alpha$  нужно будет рассматривать как угол, под которым пересекаются вспомогательная и целевая скважины. Данные напряженности могут быть также использованы для целей тригонометрической съемки, если справедливо будет предположение о том, что ток, протекающий по целевой скважине, почти не меняется по мере прохождения мимо нее датчика. Необходимо также обеспечить вычитание всех фоновых сигналов. Это делается следующим образом. Расстояние на измеренной глубине ( $\Delta$ ) между точками, для которых кривая напряженности поля упала до половины своего максимума, определяется соотношением:

$$\Delta = (D/\sin(\alpha)) \times 2 \times \sqrt{\left(y + \sqrt{(y^2 + 3)}\right)}, \quad (12.2.5)$$

где  $y = (2 - \cos^2(\alpha))/\cos^2(\alpha)$ , а  $D$  — расстояние наибольшего сближения.

### **Упражнение 12.2. Интерпретация данных, полученных методом электромагнитной локализации скважины**

Вспомогательная скважина была пробурена мимо вертикальной целевой скважины под углом наклона  $50^\circ$ . В таблице 12.2.1 приведены полученные с помощью электромагнитного прибора данные с поправками, учитывающими наличие фона.

Используя описанные выше методы оперативной интерпретации, оцените расстояние в точке наибольшего сближения на основе как данных, определяемых направлением, так и данных по напряженности поля.

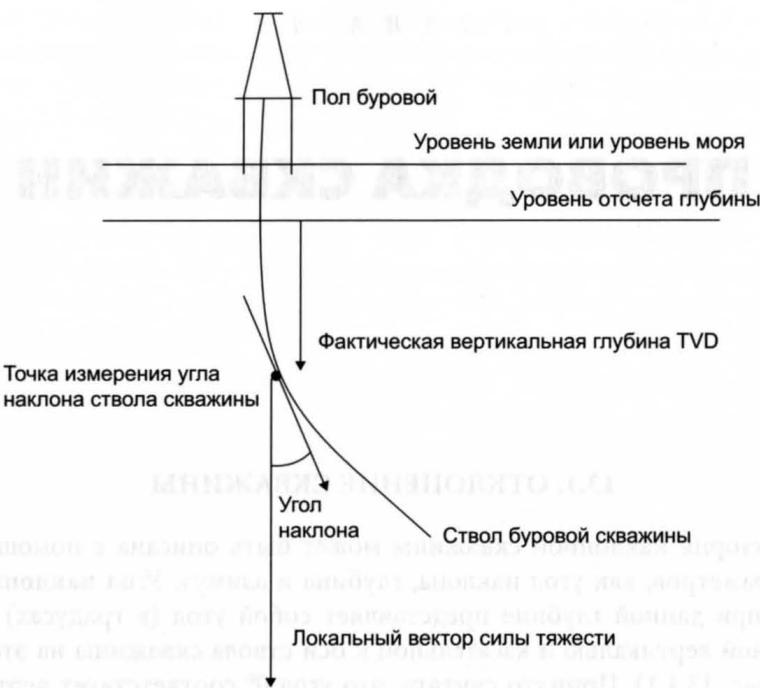
# ПРОВОДКА СКВАЖИН

## 13.1. ОТКЛОНЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Траектория наклонной скважины может быть описана с помощью таких параметров, как угол наклона, глубина и азимут. **Угол наклона скважины** при данной глубине представляет собой угол (в градусах) между локальной вертикалью и касательной к оси ствола скважины на этой глубине (рис. 13.1.1). Принято считать, что угол  $0^\circ$  соответствует вертикальной скважине, а угол  $90^\circ$  — горизонтальной. Доли градуса приводятся в десятичной системе счисления, а не в минутах и секундах. Величина силы тяжести зависит от географической широты, а на ее направление могут влиять как местные особенности, например, залежи полезных ископаемых, так и вращение Земли.

**Глубина** в стволе скважины либо измеряется непосредственно вдоль самой скважины, и в этом случае ее называют измеренной глубиной или скважинной глубиной относительно фиксированной точки, либо она выражается фактической вертикальной глубиной (true vertical depth, TVD) относительно уровня приведения. Обычно для начала отсчета глубины используются следующие точки:

- *Пол буровой*. Это приподнятая площадка, на которой работает буровая бригада, как правило, примерно в 10 м над уровнем земли на наземной буровой установке и в 20—30 м на морской. Иногда ее еще называют роторным столом.
- *Ротор*. Это верх переводной муфты, которая вращается на полу буровой вышки (хотя ведущие буровые трубы редко используются на современных буровых платформах с верхними приводами) и, как правило, находится на 1 фут выше пола.
- *Средний уровень моря*. Это высота над уровнем моря с учетом усредненного влияния приливов и отливов, а также сезонных изменений. Обычно топографический отдел устанавливает высоту для наземной буровой



**Рис. 13.1.1.** Основные определения

еще до начала бурения. Для морских буровых установок высота над уровнем морского дна бывает известна. На плавучих буровых установках используется корректировка высоты с учетом приливных таблиц.

**Азимут**, выраженный в градусах от  $0^\circ$  до  $360^\circ$ , — это угол горизонтальной составляющей направления ствола скважины в отдельной точке, измеренный по часовой стрелке от направления на магнитный, сеточный или географический север. Эти направления определяются следующим образом:

- **Магнитный север.** Представляет собой направление горизонтальной составляющей линий магнитного поля Земли в конкретной точке поверхности Земли. Магнитная стрелка компаса устанавливается вдоль направления этих линий. Угол между направлениями на магнитный (magnetic north, MN) и географический (true north, TN) север называется магнитным склонением ( $D$ ). Когда MN находится западнее TN, угол  $D$  отрицателен. Когда MN находится восточнее TN, угол  $D$  положителен. Типичные значения  $D$  лежат в пределах от  $-5^\circ$  до  $+5^\circ$ .
- **Сеточный (координатный) север.** Ввиду кривизны поверхности Земли ее невозможно охватить регулярной прямоугольной сеткой с меридианами (то есть линиями, соединяющими северный и южный полюса), хотя эта

сетка в некоторых местах будет почти прямоугольной. Направление центрального меридиана на сетке совпадает с направлением на географический север, однако вертикальные линии сетки западнее центрального меридиана будут отклоняться на запад от направления на географический север в северном полушарии и на восток от него в южном полушарии. Аналогично, вертикальные линии сетки восточнее центрального меридиана будут отклоняться на восток от направления на географический север в северном полушарии и на запад от него — в южном. Так называемая сеточная поправка ( $G$ ) положительна, когда  $TN$  находится восточнее сеточного севера, и отрицательна, когда он находится западнее. Ее типичные значения находятся в пределах от  $-1,5^\circ$  до  $+1,5^\circ$ .

- **Географический север.** Это направление на географический северный полюс, определяемое осью вращения Земли. Меридианы или линии географической долготы на карте проходят в направлении географического севера.

### 13.2. ИЗМЕРЕНИЯ В СКВАЖИНЕ

Погрешность определения местоположения ствола скважины определяет диапазон возможных фактических положений конкретной точки скважины в единицах, определяющих отклонение скважины на восток, север и по абсолютной высоте ( $TVD$ ). Факторы, влияющие на погрешность определения положения скважины, следующие:

1. **Погрешность измерения глубины скважины.** Как буровая труба, так и каротажный кабель подвержены растяжению, и погрешности методов определения глубины в процессе бурения и каротажа. Чем больше глубина и наклон скважины, тем эти погрешности выше. Так, можно ожидать, что измеренная полная глубина (total depth, TD) вертикальной скважины, равная 3500 м, будет известна с погрешностью около 2 м. Для наклонной скважины с абсолютной вертикальной глубиной  $TVD$ , составляющей 3500 м, и углом наклона ее нижней части, составляющим  $50^\circ$ , эта погрешность может вырасти до 5 м.
2. **Частота расположения точек замера.** При исследовании скважины точки измерения обычно располагаются через определенные интервалы глубины. В каждой такой точке производится замер угла наклона скважины и ее азимут. Для определения значений этих параметров между точками замеров необходимо использовать соответствующий алгоритм интерполяции. Погрешность итогового измеренного значения зависит от частоты расположения этих точек и используемого алгоритма.
3. **Погрешность измерительного устройства.** Рассмотрим различные типы измерительных устройств по отдельности:

- (a) *Магнитные приборы.* Точность магнитных приборов определяется техническими характеристиками и степенью влияния на их показания магнитной интерференции. Интенсивность и направление линий магнитного поля Земли также является фактором влияния, поскольку при наиболее неблагоприятном сценарии бурения по направлению линий магнитного поля Земли измерение азимутальной составляющей будет невозможно. Возле полюсов линии магнитного поля Земли почти вертикальны, и это тоже фактор, снижающий точность измерений. Магнитная интерференция может возникать вследствие присутствия вблизи прибора любого металлического предмета (такого, как сама буровая колонна, хотя непосредственно в приборах всегда используются немагнитные муфты). Точность прибора определяется чувствительностью магнитометров и измерителей ускорения, которые используются для определения его ориентации. Оценки, выполненные на основе опубликованных данных, показывают, что погрешность определения смещения ствола скважины по горизонтали при использовании прокалиброванных приборов составляет порядка 14 м на 1000 м для вертикальной скважины и около 20 м на 1000 м скважины с наклоном 70°.
- (b) *Приборы для гирокопических исследований.* На точность этих приборов влияет дрейф выравнивания ориентации гирокопа при проведении замеров. Обычно они используются только после установки в скважине обсадной колонны, поэтому не влияют на принятие решений в процессе бурения. Оценки, выполненные на основе опубликованных данных, показывают, что погрешность определения положения ствола скважины по горизонтали при использовании откалиброванных гирокопических приборов составляет порядка 1,5 м на 1000 м для вертикальной скважины и около 8 м на 1000 м скважины с наклоном 70°.
- (c) *FINDS.* Эти приборы используют высокоточные измерители ускорения и осуществляют двойное интегрирование ускорений для определения абсолютного расстояния, пройденного прибором во время исследований. Их погрешность по оценкам составляет 0,5 м на 1000 м независимо от угла наклона скважины.

### 13.2.1. Анализ погрешностей определения местоположения ствола скважины

Точное знание местоположения скважин необходимо по следующим причинам:

- Безопасность скважины.** В случае неконтролируемого выброса может потребоваться проводка вспомогательной скважины, пересека-

ющей неуправляемую скважину, или проходящей поблизости от нее. Локализацию неуправляемой скважины с помощью вспомогательной (см. главу 12) проще осуществить, если точно известно местоположение целевой скважины. Кроме того, положение скважин относительно друг друга должно быть известно во избежание столкновения их при высокой плотности сетки.

2. **Картирование.** Любые геологические карты точны лишь настолько, насколько это допускают используемые входные данные. Тогда как незначительная погрешность определения положения скважины в горизонтальном направлении может не играть существенной роли, погрешность определения истинной глубины (*TVD*), по которой осуществляется проникновение в определенный горизонт, может привести к серьезным погрешностям на картах и, как следствие, к ошибкам в определении запасов. В частности, если глубина межфлюидного контакта в соседних скважинах оказывается различной, это может привести к ложному суждению о положении тектонических нарушений, гидродинамической сообщаемости между скважинами или об их различной степени истощения.
3. **Управление проводкой скважины.** При бурении горизонтальных скважин в тонких пластах точность измерения *TVD* имеет исключительное значение.
4. **Определение давления и его градиента.** Точное знание *TVD*, на котором осуществляется измерение давления, существенно для точного определения градиентов и введения поправок в пластовые и скважинные давления с целью обеспечения общего уровня приведения.
5. **Правовые причины.** При проведении буровых работ вблизи границ концессии или государственных границ важно избегать случайного их нарушения. Эти нарушения могут приводить к соответствующим последствиям с точки зрения определения долевого участия и централизованной эксплуатации месторождений. Большинство правительственные органов предъявляют минимальные требования к точности исследования скважин и к поддержанию соответствующей базы данных по проведенным исследованиям.

### 13.3. ГЕОНАВИГАЦИЯ

Геонавигацией называется использование получаемой в процессе бурения информации для принятия решений о выборе траектории скважины в режиме реального времени. Такие решения могут быть важны для повышения эффективности скважины. Геонавигация используется (а) в скважинах с большим углом наклона в тонких пластах, где продуктивность может быть достигнута, только если ствол скважины остается

в тонкой проницаемой зоне, и (b) в горизонтальных скважинах, где необходимо сохранять постоянное расстояние как от любого межфлюидного контакта, так и от вышележащего малопроницаемого пласта, а также во время (c) бурения в непосредственной близости от разлома, когда необходимо установить, близко или далеко он находится и должен ли он быть пересечен, и (d) бурения с постоянной ориентацией на природные трещины.

Данные, которые могут быть использованы для принятия решений при геонавигации: (1) отклонение; (2) шлам совместно с проявлениями углеводородов и показаниями по газу; (3) данные, полученные приборами каротажа в процессе бурения (*logging while drilling, LWD*) в режиме реального времени (как правило, это гамма-каротаж (GR) в верхней и нижней точке со смещением, плотностной каротаж, нейтронный каротаж и каротаж сопротивлений); и (4) параметры бурения, такие как поглощения, рывки, скорость проходки и крутящий момент.

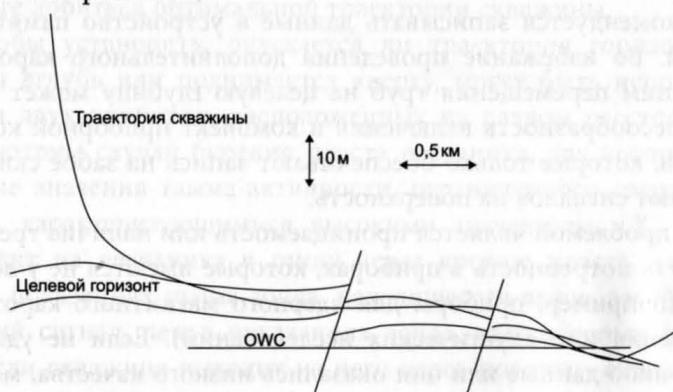
На практике осуществлять геонавигацию бывает зачастую гораздо сложнее, чем это можно ожидать, ввиду следующих факторов:

- Приборы, показания которых используются для принятия решений, как правило, работают, находясь несколько выше бура (на расстоянии до 30 м). Поэтому, если бур находится не там, где он должен находиться, вы зачастую не будете знать об этом до тех пор, пока не будет пройден довольно заметный интервал пласта.
- В скважинах с большими углами наклона зачастую возникают проблемы с передачей данных в режиме реального времени с помощью гидроимпульсов, связанные с шумом, высокой скоростью проходки, поломками оборудования, ограниченным сроком службы батареи и пропускной способностью канала передачи данных.
- Доставка на поверхность данных по шламу может занять до 2 часов (время возвращения бурового раствора на поверхность). В случае использования турбины шлам может оказаться сильно измельченным, и его становится трудно интерпретировать. Также скважины с большим углом наклона зачастую бурят с использованием бурового раствора на нефтяной основе, что затрудняет дифференциацию углеводородов.
- Латеральная неоднородность пласта обычно бывает гораздо больше, чем ожидается на основании данных рабочих геологических карт. Это зачастую проявляется при попадании скважины в разломы амплитудой в несколько метров, которые являются причиной ее внезапного выхода из целевого интервала. Часто бывает неясно, через кровлю или подошву этого интервала произошел выход, и, соответственно, неясно, вверх или вниз следует бурить, чтобы снова в него вернуться. Даже

в случае, когда разлом отсутствует, может иметь место непредвиденное выклинивание или ухудшение коллекторских свойств.

- Возможны случаи, когда при геонавигации принимаются верные решения, но эффективный контроль отклонения в самой скважине может оставаться проблематичным. При входе в тонкий пласт под большим углом может оказаться невозможным избежать немедленного выхода из него с другой стороны. У бура может также существовать тенденция к падению или повороту влево или вправо, что очень непросто контролировать. В очень длинных горизонтальных скважинах геонавигация может быть ограничена необходимостью поддерживать давление в буровой колонне и нагрузку на долото, достаточную для того, чтобы обеспечивать дальнейшее продвижение.
- Когда горизонтальная скважина случайно проникает в водонасыщенную часть пласта, могут возникнуть существенные сложности практического предотвращения добычи скважиной большой доли флюида именно из этой водонасыщенной зоны. Возможности изоляции таких зон в длинных горизонтальных скважинах очень ограничены.

Несмотря на вышеперечисленные ограничения, геонавигация оказывается весьма ценной при бурении очень высокопродуктивных скважин и может оправдать разработку месторождения, которое при ином подходе было бы убыточным. Возможен также случай, когда при бурении в проницаемом пласте, окруженному плотными породами, или в длинной горизонтальной скважине бур будет естественным образом следовать по пути наименьшего сопротивления и направляться в наиболее проницаемый прослой, фактически отстраняясь от слоев более твердых. Пример типичной проходящей через тонкий пласт геоуправляемой скважины показан на рис. 13.3.1.



**Рис. 13.3.1.** Пример управляемой скважины

Что касается принятия петрофизиком решений при планировании и создании геоуправляемой скважины, в идеале он хотел бы иметь в скважине максимально возможное число приборов, которые обеспечили бы измерения всех параметров при движении сверху вниз и обратно вверх. Однако на это желание неумолимо накладываются ограничения, связанные с тем, на какой размер приборной колонны могут согласиться бурильщики (количество приборов и их близость к головке бура влияют на способность бурильщиков управлять бурением скважины) и какие данные могут быть получены в рамках пропускной способности системы гидроимпульсной скважинной телеметрии. Поэтому необходим тщательный подбор тех измерительных устройств, которые будут наиболее эффективными при определении того, достигнут или нет целевой пласт, на основе сравнения с выше- и нижележащими пластами.

Следует иметь в виду, что приборы плотностного и нейтронного каротажа для обеспечения получения поддающихся интерпретации данных требуют вращения каротажной компоновки, а при изменении курса скважины часто бывает необходимо для обеспечения скольжения компоновки использовать турбину и кривой переводник. Более надежными являются данные каротажа сопротивлений, поскольку эти измерения не носят статистического характера. Устройства типа LWD-ГК, как правило, могут размещаться ближе к головке бура, и во многих случаях их бывает достаточно для определения того, выходит ли скважина в целевой пласт сверху или снизу.

Если планируется длительная буровая операция, может оказаться проблемой срок службы батареи (стандартный срок службы батареи составляет 50—100 часов), так же как и объем памяти запоминающего устройства на забое скважины, в которое должны записываться данные и память которого может переполниться после определенного количества часов работы. Обычно всегда в дополнение к передаче импульсов на поверхность рекомендуется записывать данные в устройство памяти на забое скважины. Во избежание проведения дополнительного каротажа и связанного с ним перемещения труб на целевую глубину может быть рассмотрена целесообразность включения в комплект приборной колонны тех приборов, которые только обеспечивают запись на забое скважины, но не передают сигналов на поверхность.

Когда особой проблемой является проницаемость или наличие трещин, может возникнуть потребность в приборах, которые имеются не у всякого подрядчика (например, приборы для ядерного магнитного каротажа, измерения давления или акустических исследований). Если не удалось получить какие-либо данные или они оказались низкого качества, можно попробовать собрать их на обратном пути при возвращении приборов на поверхность, начав измерения либо сразу после достижения целевой

глубины, либо с другой точки в процессе извлечения из скважины. Такие решения обычно принимаются совместно с бурильщиками. Перед началом бурения геоуправляемой скважины рекомендуется строжайшим образом регламентировать систему именования файлов данных, передаваемых с буровой установки в офис, так чтобы была исключена путаница типа: получены ли данные импульсным путем или переданы из памяти устройства, и собраны ли они в процессе бурения или в процессе спуско-подъемной операции. Необходимо также различать данные, полученные при спускоподъемных операциях, и данные, для которых вводились поправки по глубине с целью согласования с предыдущими измерениями или с учетом известного положения башмака обсадной колонны и т.д.

Поломки приборов в процессе геонавигации являются обычным явлением. Рекомендуется проводить тщательный учет серийных номеров используемых в скважине приборов и следить за тем, чтобы проводились их регулярная калибровка и техобслуживание. Затраты на бурение скважины могут существенно возрасти, если каротажную компоновку придется возвращать на поверхность из-за неисправности прибора на критическом участке скважины; в некоторых случаях это может даже привести к потере скважины, если время, в течение которого она будет оставаться необсаженной, окажется слишком большим.

Чтобы геоуправляемая скважина была успешно пробурена, необходимы хорошие контакты между петрофизиком, полевым геологом, геологом, работающим в офисе, и отделом бурения. Полевой геолог, в особенности если он хорошо знает данное месторождение, также обычно лучше всего знает, в какой пласт проникает скважина, но нуждается в поддержке петрофизика при интерпретации данных, получаемых в процессе оценки пласта в режиме реального времени. Этим двум специалистам необходимо наладить хорошую обратную связь с бурильщиками, чтобы в итоге добиться оптимальной траектории скважины.

Чтобы установить, опускается ли траектория горизонтальной скважины вглубь или поднимается кверху, могут быть использованы показания двух приборов, расположенных на разном расстоянии от долота. Рассмотрим случай бурения пласта песчаника, для которого характерны низкие значения гамма-активности, ограниченного сверху и снизу глинами, характеризующимися высокими значениями ГК. Если скважина выходит из песчаника в глину через кровлю пласта, следует ожидать, что в показаниях гамма-зонда, находящегося выше, зафиксируется более ранний сигнал, чем в показаниях зонда, находящегося ниже; аналогично, если скважина выходит из него через подошву, сигнал на диаграмме нижнего прибора будет зафиксирован раньше. Зная расстояние между этими зондами, а также диаметр ствола скважины, мы можем получить

оценку наклона ствола скважины по отношению к пласту. Рассмотрим пример на рис. 13.3.2.

Если диаметр ствола скважины равен  $d$ , а расстояние между верхним и нижним датчиком составляет  $t$  (в тех же единицах, что и  $d$ ), то относительный угол ( $\theta$ ) между стволом скважины и пластом определяется как:

$$\theta = \operatorname{arctg}(d/t). \quad (13.3.1)$$

Если отклонение скважины равно  $\phi$ , видимый наклон пласта ( $\alpha$ ) будет задаваться различными формулами в зависимости от того, выходит ли скважина через кровлю или подошву пласта и имеет ли пласт явный наклон в том же направлении, что и скважина, или в противоположном. Ниже приводятся соответствующие формулы:

**Вариант А. Выход через подошву, пласт наклонен противоположно наклону скважины**

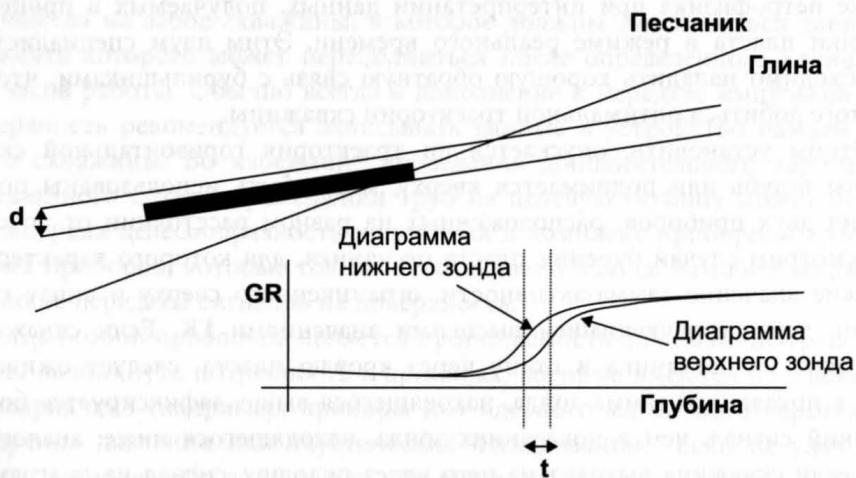
$$\alpha = (\phi - 90) + \theta \quad (13.3.2)$$

**Вариант Б. Выход через кровлю, пласт наклонен противоположно наклону скважины**

$$\alpha = (90 - \phi) + \theta \quad (13.3.3)$$

**Вариант С. Выход через подошву, пласт наклонен в ту же сторону, что и скважина**

$$\alpha = (90 - \phi) - \theta \quad (13.3.4)$$



**Рис. 13.3.2.** Пример сигнала прибора по высоте при пересечении сверху стволом скважины границ пласта

### Вариант D. Выход через кровлю, пласт наклонен в ту же сторону, что и скважина

$$\alpha = (90 - \phi) + \theta \quad (13.3.5)$$

Эти четыре варианта изображены на рис. 13.3.3.

Если между азимутом ствола скважины и направлением падения пласта существует некоторый угол, то истинный наклон пласта будет больше  $\alpha$ . Чтобы ввести соответствующую поправку, необходимо использовать формулу:

$$\operatorname{tg}(\Delta) = \operatorname{tg}(\alpha)/\cos(\gamma), \quad (13.3.6)$$

где  $\Delta$  — истинный наклон пласта;

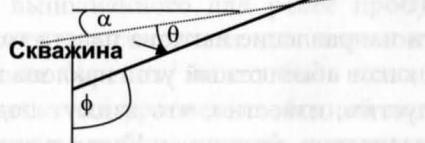
$\alpha$  — видимый наклон пласта;

$\gamma$  — угол между азимутом скважины и направлением максимального угла падения пласта.

Заметим, что в случае, когда бурение осуществляется вдоль простирания пласта (то есть  $\gamma = 90^\circ$ ), определить истинный наклон пласта не представляется возможным.



Вариант А



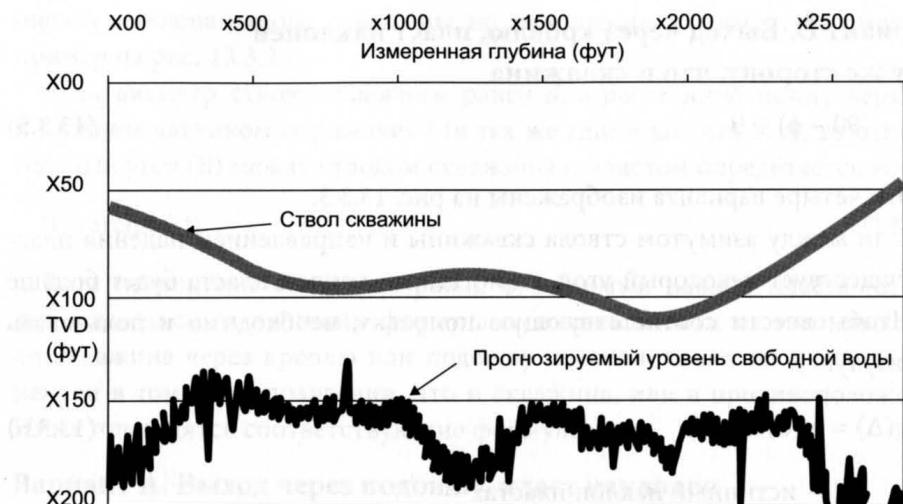
Вариант В



Вариант С

Вариант Д

Рис. 13.3.3. Четыре варианта выхода скважины из пласта



**Рис. 13.4.1.** Расчет местоположения уровня свободной воды при бурении

**Упражнение 13.1. Определение наклона пласта на основе диаграмм, полученных двумя датчиками, расположенными на разном расстоянии от долота**

Производится бурение скважины диаметром  $8\frac{1}{2}$ ", имеющей отклонение  $95^\circ$ , с выходом из коллектора. Смещение датчиков составляет 2 м, причем первый сигнал фиксируется в верхней точке.

1. Каков относительный угол наклона между стволом скважины и пластом?
2. Если направление наклона пласта то же самое, что и у ствола скважины, каков абсолютный угол наклона пласта?
3. Допустим, известно, что азимут падения пласта составляет угол  $40^\circ$  к траектории скважины. Каков в этом случае истинный угол падения пласта?

### 13.4. БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ВЫШЕ КОНТАКТА ФЛЮИДОВ

Зачастую для того, чтобы оптимизировать отбор, бурение скважин осуществляется на определенном расстоянии от водонефтяного контакта. В идеальном однородном коллекторе этот контакт должен находиться на фиксированной абсолютной глубине, так что теоретически скважину следует выдерживать на определенной отметке фактической вертикаль-

ной глубины. Практически же вследствие ряда приведенных ниже причин глубина контакта по коллектору может меняться:

- **Капиллярные эффекты.** Если свойства породы (особенно проницаемость) в пласте меняются, водонефтяной (ВНК) или газоводянной (ГВК) контакты тоже будут меняться, тогда как уровень свободной воды будет оставаться неизменным.
- **Истощение месторождения.** Контакт может переместиться вследствие притока воды из контурной или подошвенной зоны или вследствие закачки воды в пласты в процессе добычи.
- **Истощение соседних месторождений.** Из-за оттока воды в соседнее месторождение, влияющее на уровень водонасыщенной зоны, может наблюдаться общий наклон контакта в определенном направлении.

Положение контакта, как правило, определяется серией измерений в близлежащих скважинах, причем получаемые глубины контакта имеют разброс, определяемый погрешностями измерений. Как правило, эта неопределенность составляет около 2—5 м, хотя она может быть и больше, если некоторые из скважин будут иметь аномальные параметры. Неопределенность истинной вертикальной глубины ствола скважины (*TVD*), обусловленная погрешностями измерений, и неопределенность истинной глубины контакта в сумме дают общую неопределенность расстояния между скважиной и контактом. Поэтому перед петрофизиком может встать задача оценить близость скважины к контакту или уровню свободной воды посредством измерений в режиме реального времени в процессе бурения. Лучшим способом для этого является использование введенной ранее функции «насыщенность — высота», откалиброванной по данным кернового анализа, выполненного для ранее пробуренных скважин. Затем водонасыщенность, рассчитанная для горизонтальной скважины, находящейся в процессе бурения, может быть использована в модели обратного расчета высоты над уровнем свободной воды. Когда эта высота известна, можно путем выбора кривой, соответствующей превалирующим значениям пористости и проницаемости, оценить уровень ВНК.

Решая описанные в главе 4 уравнения относительно величины  $h$  (высота над *FWL*), получаем:

$$h = \{[(S_w - S_{wirr})/a]^{(-1/b)} / \sqrt{(k/\phi)}\} / [(rho_w - rho_h) \times 3,281 \times 0,433], \quad (13.4.1)$$

где  $h$  — высота над уровнем свободной воды, м;

$S_w$  — полученная по данным ГИС водонасыщенность (в долях единицы);

$S_{wirr}$  — остаточная водонасыщенность (в долях единицы);

$a, b$  — подбираемые константы *J*-функции Леверетта;

- $k$  — коэффициент проницаемости, мД;  
 $\phi$  — пористость (в долях единицы);  
 $\rho_{\text{ho}_w}$  — плотность воды, г/см<sup>3</sup>;  
 $\rho_{\text{ho}_h}$  — плотность углеводорода, г/см<sup>3</sup>.

Логически очевидна необходимость вывода эмпирического соотношения для высоты между ВНК (или ГВК) и уровнем свободной воды и получение соответствующего параметра (такого как проницаемость по связи «пористость — проницаемость») из каротажных данных. На рис 13.4.1 приведен гипотетический пример пробуренной вблизи уровня свободной воды горизонтальной скважины с использованием полученной по данным ГИС водонасыщенности для оценки глубины уровня свободной воды.

В примере, приведенном на данном рисунке, известно, что изменения уровня свободной воды связаны с добычей на соседних залежах. Было также известно, что начальная разница высоты между уровнем свободной воды и ВНК мала. Заметим, что мелкомасштабных флуктуаций глубины уровня свободной воды, скорее всего, в реальности не существует, а на рисунке они присутствуют просто из-за погрешностей и разброса в расчетах величины  $S_w$ . Кроме того, видимый уход уровня свободной воды вглубь при смещении ствола скважины к поверхности — это, почти определенно, случайность и результат неточности связи «насыщенность — высота». Тем не менее такой график мог бы, по крайней мере, быть использован для подтверждения средней глубины уровня свободной воды вдоль траектории скважины и установления того факта, что скважина находится примерно в 50 фут над уровнем свободной воды и над ВНК.

### 13.5. ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ ДЛИННЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Ниже предлагается метод, который при оценке коэффициента продуктивности ( $PI$ ) зачастую дает хорошие результаты. С помощью установленной ранее связи «пористость-проницаемость» определите проницаемость ( $k$ ) по всей длине горизонтальной скважины. Интегрирование этой функции от верхней точки до целевой глубины дает общее произведение  $k \times h$  для всей скважины. Постройте график зависимости  $PI$  от  $k \times h$  (в единицах (брл/сут)/(фунт/дюйм<sup>2</sup> перепада давления)) для ряда добывающих скважин на данном месторождении. Зачастую он имеет довольно хорошую корреляцию. Эта процедура позволяет прогнозировать параметр  $PI$  в процессе бурения скважины с учетом интервалов, которые будут непродуктивными из-за низкой проницаемости пород. Данная информация может иметь большое значение, поскольку общая длина, на которую должна быть

пробурена скважина, может быть уменьшена (а затраты сокращены) при достижении порога  $PI$ , выше которого эксплуатационные возможности наземного оборудования будут отрицательно влиять на добычу. Это позволяет также сравнивать скважины, пробуренные в различных условиях, и помогает определить причины ухудшения свойств продуктивного пласта в скважинах, продуктивность которых оказалась намного меньше расчетной.

# ТАБЛИЦА ДАННЫХ ТЕСТОВОЙ СКВАЖИНЫ 1

Глубина, м	Гамма, ед. API	Плотностьной, г/м³	Нейтронный, д. един.	Электрическое сопротивление (большой зонд), Ом·м	Электрическое сопротивление (малый зонд), Ом·м	Электрическое сопротивление (микрометод), Ом·м	Каверномер (диаметр скважины), дюймы	Время про-бега про-дольной волны, фут/с	Время про-бега по-перечной волны, фут/с
616,001	104,638	2,663	0,129	19,841	21,747	13,946	9,277	71,991	162,778
616,153	102,528	2,654	0,131	20,287	22,23	16,053	9,259	71,613	161,923
616,306	99,254	2,634	0,128	20,183	22,155	19,915	9,241	70,83	160,152
616,458	97,172	2,648	0,124	19,741	21,774	22,498	9,205	70,163	158,646
616,61	95,056	2,664	0,118	19,241	21,26	21,176	9,169	69,291	156,674
616,763	90,259	2,639	0,11	18,752	20,65	19,21	9,151	68,946	155,893
616,915	88,342	2,613	0,107	18,612	20,471	18,568	9,097	69,323	155,299
617,068	88,537	2,638	0,107	18,705	20,519	20,157	9,062	69,294	155,402
617,22	89,109	2,664	0,11	18,581	20,272	20,543	9,008	69,41	156,159
617,372	87,462	2,683	0,112	18,396	20,045	19,703	8,936	69,671	155,317
617,525	86,037	2,671	0,111	18,327	20,01	19,32	8,918	73,536	162,649
617,677	89,761	2,641	0,113	18,215	19,898	20,959	8,918	76,975	173,815
617,83	94,643	2,652	0,112	16,986	18,492	20,651	8,918	74,788	169,102
617,982	97,146	2,651	0,109	17,263	18,692	18,447	8,936	71,832	162,418
618,134	94,166	2,637	0,105	19,81	21,735	16,25	8,936	64,523	145,893
618,287	89,936	2,629	0,104	20,603	23,073	16,234	8,936	58,767	132,831
618,439	87,886	2,636	0,105	20,175	22,72	17,906	8,954	59,427	132,792
618,592	89,367	2,643	0,11	20,086	22,624	16,82	8,972	62,615	141,077
618,744	90,908	2,639	0,117	19,978	22,564	16,566	8,972	66,49	150,34
618,896	90,69	2,653	0,125	19,667	22,313	19,505	8,918	68,539	154,973
619,049	88,706	2,666	0,125	19,177	21,781	21,885	8,882	68,012	152,672
619,201	87,438	2,677	0,117	18,944	21,532	21,834	8,882	66,741	148,766
619,354	88,737	2,676	0,112	18,952	21,597	20,027	8,864	66,741	149,845
619,506	89,631	2,659	0,108	18,971	21,569	17,955	8,828	67,38	152,037
619,658	87,758	2,636	0,105	19,672	22,196	16,724	8,811	67,902	151,621
619,811	80,711	2,632	0,103	21,349	24,062	15,974	8,811	69,199	148,701
619,963	74,763	2,616	0,105	23,062	26,109	15,909	8,828	70,222	146,252
620,116	71,779	2,616	0,106	24,493	27,926	18,621	8,882	70,338	144,264
620,268	72,245	2,65	0,101	25,87	29,99	21,6	8,972	70,859	145,679
620,42	75,435	2,649	0,094	26,751	32,015	22,549	9,115	70,975	148,337
620,573	75,969	2,657	0,091	25,661	31,747	25,408	9,097	70,831	148,447

Глубина, м	Гамма, ед. API	Плотностной, г/м <sup>3</sup>	Нейтронный, д. ед.	Электрическое сопротивление (большой зонд), Ом·м	Электрическое сопротивление (малый зонд), Ом·м	Электрическое сопротивление (микро-метод), Ом·м	Каверномер (диаметр скважины), дюйм	Время про-бега про-дольной волны, фут/с	Время про-бега по-перечной волны, фут/с
620,725	74,33	2,65	0,101	24,482	30,546	20,963	8,972	70,042	145,551
620,878	74,164	2,636	0,114	25,18	31,35	13,826	8,972	68,771	142,787
621,03	76,349	2,627	0,125	26,063	32,496	11,819	8,972	68,134	143,077
621,182	80,955	2,64	0,131	26,335	32,811	11,81	8,972	67,232	144,663
621,335	85,094	2,714	0,136	26,703	33,219	11,769	9,008	65,81	144,809
621,487	87,045	2,742	0,147	27,91	34,409	11,782	8,972	63,387	140,982
621,64	87,427	2,712	0,156	27,974	34,027	15,187	8,864	62,762	139,888
621,792	86,204	2,69	0,159	24,524	29,497	19,316	8,811	63,901	141,466
621,944	87,928	2,665	0,156	21,336	25,55	24,765	8,793	64,91	145,077
622,097	92,263	2,637	0,147	20,516	24,586	33,757	8,775	63,992	144,693
622,249	93,768	2,62	0,131	20,467	24,482	49,697	8,739	62,508	141,337
622,402	83,772	2,598	0,105	20,321	24,25	69,502	8,667	63,405	138,514
622,554	65,717	2,574	0,078	19,522	23,279	68,768	8,631	64,162	127,65
622,706	51,685	2,562	0,06	17,837	21,234	67,897	8,685	64,133	119,312
622,859	48,366	2,559	0,054	15,861	18,899	66,04	8,757	64,795	118,721
623,011	49,786	2,544	0,054	14,257	17,044	40,424	8,775	64,294	118,57
623,164	48,655	2,543	0,053	13,042	15,576	23,724	8,793	63,147	115,854
623,316	44,275	2,527	0,051	12,543	14,94	15,228	8,738	63,523	114,263
623,468	40,645	2,483	0,051	12,638	15,064	11,226	8,631	63,872	113,054
623,621	39,411	2,483	0,052	12,73	15,163	12,217	8,595	63,93	112,546
623,773	39,574	2,483	0,055	12,529	14,888	11,607	8,613	63,872	112,524
623,926	41,373	2,474	0,058	12,116	14,387	10,873	8,631	68,759	122,096
624,078	42,306	2,485	0,063	11,852	14,032	10,875	8,595	73,263	130,631
624,23	42,094	2,491	0,064	11,34	13,327	10,854	8,559	73,148	130,304
624,383	40,769	2,485	0,064	10,306	12,021	9,294	8,577	72,59	128,555
624,535	38,563	2,485	0,062	9,68	11,219	8,593	8,613	64,172	112,554
624,688	37,966	2,493	0,06	9,744	11,122	9,476	8,667	58,673	102,641
624,84	37,696	2,482	0,059	10,796	12,115	8,02	8,667	59,812	104,512
624,992	37,4	2,457	0,058	14,675	16,298	8,029	8,649	57,983	101,186
625,145	36,744	2,464	0,058	18,261	20,048	9,661	8,613	55,43	96,456
625,297	34,4	2,492	0,057	17,63	19,091	9,631	8,541	55,943	96,372
625,45	31,687	2,547	0,055	16,332	17,641	9,652	8,541	62,623	106,641
625,602	30,038	2,637	0,056	15,087	16,381	9,621	8,559	68,132	115,218
625,754	30,352	2,695	0,058	13,219	14,393	9,593	8,577	69,895	118,354
625,907	31,492	2,724	0,06	11,14	12,118	9,617	8,595	73,8	125,57
626,059	31,599	2,725	0,06	10,995	11,796	10,435	8,595	70,092	119,315
626,212	30,805	2,651	0,062	13,139	13,839	14,329	8,595	70,308	119,281
626,364	29,543	2,532	0,066	14,572	15,224	11,157	8,595	76,598	129,264
626,516	28,825	2,478	0,072	15,176	15,718	7,811	8,559	76,069	127,986
626,669	30,027	2,471	0,075	16,415	16,735	8,591	8,524	75,611	127,859
626,821	32,016	2,467	0,072	16,839	16,982	8,04	8,541	71,205	121,424
626,974	33,514	2,484	0,068	16,583	16,573	7,794	8,559	64,393	110,509
627,126	33,251	2,472	0,063	16,627	16,397	7,77	8,559	63,029	108,046
627,278	32,073	2,461	0,062	16,73	16,28	7,76	8,559	63,291	107,954
627,431	32,169	2,472	0,061	16,561	15,947	7,754	8,559	62,507	106,66
627,583	33,04	2,471	0,063	16,814	16,067	7,67	8,559	62,248	106,611
627,736	34,388	2,495	0,065	17,38	16,511	9,406	8,559	62,364	107,427
627,888	34,497	2,513	0,065	18,509	17,487	9,97	8,559	61,987	106,827
628,04	33,604	2,502	0,064	19,368	18,198	9,782	8,577	62,246	106,865
628,193	33,841	2,485	0,061	18,653	17,498	10,725	8,595	63,146	108,52
628,345	34,574	2,477	0,06	17,214	16,192	10,573	8,595	63,669	109,762

Таблица данных тестовой скважины 1

Глубина, м	Гамма, ед. API	Плотностной, г/м³	Нейтронный, д. ед.	Электрическое сопротивление (большой зонд), Ом·м	Электрическое сопротивление (малый зонд), Ом·м	Электрическое сопротивление (микрометод), Ом·м	Каверномер (диаметр скважины), дюйм	Время про-бега продольной волны, фут/с	Время про-бега по-перечной волны, фут/с
628,498	34,954	2,492	0,062	15,953	15,132	10,927	8,595	63,93	110,392
628,65	34,182	2,495	0,065	15,136	14,468	10,94	8,595	64,681	111,319
628,802	33,892	2,49	0,066	14,577	13,972	9,945	8,613	66,329	114,015
628,955	34,468	2,488	0,065	14,288	13,705	8,663	8,613	67,235	115,858
629,107	33,92	2,482	0,065	14,2	13,614	6,92	8,595	65,949	113,376
629,26	32,146	2,461	0,066	13,612	13,142	4,277	8,577	64,041	109,268
629,412	31,748	2,418	0,07	9,292	9,208	2,943	8,577	63,668	108,447
629,564	32,748	2,373	0,077	5,606	5,772	2,726	8,595	64,422	110,198
629,717	33,523	2,379	0,086	5,114	5,438	2,719	8,595	64,538	110,762
629,869	33,001	2,399	0,095	5,804	6,267	2,717	8,595	64,423	110,318
630,022	32,212	2,391	0,1	6,157	6,634	2,674	8,613	64,423	109,949
630,174	32,689	2,393	0,097	6,18	6,648	2,382	8,631	64,045	109,527
630,326	33,32	2,403	0,09	6,165	6,66	2,264	8,631	64,563	110,709
630,479	33,59	2,407	0,083	6,165	6,666	3,371	8,631	65,582	112,586
630,631	33,86	2,415	0,077	6,154	6,641	8,461	8,631	65,582	112,716
630,784	32,415	2,487	0,075	6,02	6,495	12,602	8,595	65,205	111,381
630,936	30,504	2,513	0,078	5,685	6,151	10,32	8,649	65,205	110,484
631,088	29,894	2,457	0,087	5,203	5,669	10,025	8,757	65,322	110,397
631,241	30,772	2,42	0,096	4,902	5,301	9,995	8,775	65,582	111,248
631,393	32,806	2,411	0,099	5,393	5,71	9,966	8,775	66,104	113,103
631,546	33,12	2,421	0,1	6,41	6,769	9,951	8,775	67,258	115,232
631,698	33,096	2,409	0,101	7,214	7,665	6,476	8,775	68,018	116,522
631,85	34,478	2,408	0,102	7,892	8,378	3,365	8,757	67,612	116,512
632,003	35,788	2,438	0,102	8,637	9,18	3,496	8,703	66,71	115,607
632,155	34,341	2,454	0,098	9,588	10,172	4,546	8,631	66,076	113,798
632,308	31,345	2,471	0,088	10,76	11,272	4,487	8,631	65,814	111,912
632,46	29,325	2,485	0,08	11,255	11,704	4,432	8,649	65,437	110,329
632,612	30,689	2,479	0,078	11,681	12,146	4,436	8,631	65,841	111,649
632,765	34,057	2,459	0,079	13,261	13,768	4,43	8,631	66,104	113,709
632,917	36,446	2,434	0,082	15,034	15,556	4,427	8,631	65,844	114,43
633,07	39,231	2,442	0,083	19,206	19,609	4,434	8,631	65,96	116,027
633,222	40,526	2,462	0,084	29,714	30,148	4,435	8,631	65,96	116,688
633,374	39,886	2,462	0,083	35,857	37,272	5,129	8,631	65,96	116,361
633,527	37,558	2,49	0,078	29,365	31,517	7,466	8,631	66,595	116,295
633,679	35,177	2,537	0,067	20,727	22,756	12,693	8,649	66,214	114,447
633,832	34,631	2,525	0,053	16,555	18,516	10,838	8,667	65,697	113,287
633,984	34,683	2,496	0,044	16,572	18,813	7,13	8,631	66,22	114,214
634,136	35,776	2,5	0,039	17,707	20,335	7,431	8,631	65,343	113,231
634,289	35,9	2,515	0,038	19,945	22,987	7,442	8,649	64,712	112,198
634,441	33,98	2,523	0,037	22,356	25,77	7,431	8,649	65,205	112,126
634,594	32,714	2,535	0,036	22,132	25,707	7,428	8,667	65,582	112,167
634,746	34,305	2,543	0,034	19,723	23,114	7,44	8,667	65,728	113,181
634,898	36,001	2,536	0,035	17,722	20,833	8,051	8,649	65,466	113,556
635,051	33,138	2,521	0,038	16,542	19,485	11,17	8,649	65,697	112,567
635,203	28,294	2,505	0,041	16,017	18,834	13,725	8,649	66,336	111,363
635,356	26,112	2,495	0,042	16,073	18,76	11,076	8,631	67,232	111,849
635,508	26,079	2,493	0,041	16,47	19,12	9,64	8,613	67,379	112,077
635,66	25,451	2,491	0,04	16,755	19,408	9,274	8,595	66,626	110,538
635,813	24,267	2,49	0,041	17,075	19,711	8,455	8,577	66,857	110,382
635,965	24,685	2,515	0,045	18,661	21,515	8,986	8,577	67,235	111,198
636,118	30,436	2,522	0,049	22,339	25,653	9,954	8,595	66,332	112,361

Глубина, м	Гамма, ед. API	Плотностьной, г/м³	Нейтронный, д. д.	Электрическое сопротивление (большой зонд), Ом·м	Электрическое сопротивление (малый зонд), Ом·м	Электрическое сопротивление (микрометод), Ом·м	Каверномер (диаметр скважины), дюйм	Время про-бега про-дольной волны, фут/с	Время про-бега по-перечной волнам, фут/с
636,27	39,09	2,502	0,051	27,434	31,695	9,858	8,595	66,446	116,812
636,422	43,435	2,539	0,053	28,242	33,285	17,006	8,631	67,235	120,487
636,575	42,636	2,584	0,052	24,209	28,855	21,045	8,685	67,351	120,266
636,727	41,039	2,563	0,05	20,527	24,67	14,649	8,685	67,728	120,088
636,88	42,422	2,533	0,046	17,782	21,533	14,747	8,685	67,873	121,083
637,032	43,489	2,541	0,045	16,129	19,616	14,802	8,685	68,018	121,919
637,184	42,05	2,545	0,044	15,211	18,534	14,785	8,667	68,424	121,864
637,337	38,574	2,528	0,044	14,514	17,617	17,973	8,685	67,898	119,095
637,489	40,296	2,518	0,044	14,771	17,746	17,351	8,703	67,119	118,62
637,642	53,32	2,519	0,045	16,49	19,65	10,176	8,685	66,595	124,838
637,794	70,821	2,532	0,051	18,696	22,168	10,988	8,631	66,968	136,685
637,946	82,6	2,579	0,064	19,578	23,019	25,056	8,684	68,278	148,217
638,099	87,079	2,597	0,089	19,433	22,698	41,803	8,81	67,898	151,043
638,251	88,962	2,566	0,106	19,204	22,29	41,699	8,81	67,003	150,622
638,404	90,457	2,573	0,096	17,949	20,674	38,937	8,793	66,217	149,723
638,556	86,612	2,584	0,069	16,52	19,03	38,844	8,811	65,814	146,03
638,708	73,989	2,577	0,048	15,153	17,503	32,13	8,793	65,814	136,524
638,861	56,375	2,585	0,04	11,678	13,392	22,318	8,775	65,583	124,715
639,013	41,437	2,592	0,038	8,26	9,435	15,364	8,793	65,35	116,075
639,166	36,243	2,575	0,036	6,773	7,759	12,765	8,811	64,828	112,566
639,318	37,319	2,539	0,037	6,197	7,111	11,868	8,702	64,828	113,092
639,47	38,981	2,483	0,049	5,425	6,259	11,577	8,595	64,945	114,117
639,623	41,377	2,407	0,076	4,221	4,879	11,899	8,613	65,692	116,652
639,775	43,541	2,374	0,104	3,157	3,669	12,135	8,613	66,336	118,931
639,928	42,467	2,379	0,121	2,675	3,132	5,882	8,595	66,48	118,622
640,08	38,186	2,373	0,125	2,661	3,092	2,34	8,613	66,742	116,87
640,232	33,672	2,366	0,128	2,799	3,239	1,959	8,613	66,073	113,469
640,385	31,7	2,376	0,125	2,913	3,37	1,922	8,613	65,176	110,993
640,537	31,43	2,383	0,12	2,954	3,396	2,008	8,631	64,8	110,227
640,69	31,262	2,376	0,11	2,953	3,379	2,099	8,631	64,538	109,704
640,842	31,32	2,37	0,105	2,945	3,339	2,22	8,631	64,798	110,172
640,994	31,709	2,385	0,102	2,884	3,246	2,471	8,631	65,06	110,8
641,147	31,484	2,384	0,099	2,797	3,131	2,936	8,595	64,945	110,498
641,299	30,658	2,383	0,094	2,771	3,066	2,617	8,595	66,353	112,502
641,452	30,755	2,402	0,088	2,804	3,07	2,209	8,631	68,276	115,81
641,604	31,299	2,4	0,091	2,82	3,047	2,138	8,613	69,033	117,363
641,756	30,509	2,399	0,101	2,741	2,916	1,962	8,613	69,294	117,414
641,909	28,366	2,394	0,108	2,597	2,739	2,091	8,631	68,944	115,777
642,061	27,017	2,392	0,107	2,512	2,628	2,347	8,613	68,944	115,128
642,214	27,921	2,403	0,105	2,502	2,615	2,591	8,595	69,555	116,586
642,366	28,983	2,408	0,105	2,5	2,626	2,598	8,613	70,047	117,932
642,518	29,967	2,41	0,108	2,477	2,594	2,367	8,613	70,714	119,548
642,671	31,343	2,379	0,109	2,519	2,597	2,263	8,595	71,121	120,934
642,823	32,179	2,35	0,11	2,589	2,619	2,215	8,595	71,237	121,561
642,976	31,537	2,391	0,113	2,512	2,507	2,135	8,595	71,353	121,428
643,128	29,502	2,415	0,113	2,425	2,376	2,076	8,631	71,469	120,588
643,28	28,015	2,398	0,115	2,412	2,347	2,033	8,649	70,945	118,962
643,433	26,415	2,386	0,117	2,403	2,353	1,947	8,631	69,55	115,849
643,585	26,04	2,392	0,123	2,405	2,357	1,847	8,631	68,161	113,361
643,738	27,304	2,395	0,127	2,415	2,355	1,827	8,631	67,38	112,65
643,89	29,656	2,383	0,123	2,428	2,367	1,864	8,631	66,595	112,438
644,042	30,743	2,371	0,117	2,447	2,374	1,954	8,649	65,96	111,874

Таблица данных тестовой скважины I

Глубина, м	Гамма, ед. API	Плотностной, г/м³	Нейт-ронный, д.ед.	Электриче-ское сопро-тивление (большой зонд), Ом·м	Электриче-ское сопро-тивление (малый зонд), Ом·м	Электриче-ское сопро-тивление (микро-метод), Ом·м	Каверномер (диаметр скважины), дюйм	Время про-бега про-дольной волны, фут/с	Время про-бега по-перечной волны, фут/с
644,195	30,326	2,37	0,115	2,396	2,265	2,074	8,649	65,582	111,039
644,347	29,39	2,377	0,119	2,21	2,039	2,181	8,631	64,944	109,527
644,5	29,066	2,376	0,122	1,993	1,814	2,151	8,631	64,944	109,378
644,652	30,203	2,371	0,117	1,891	1,705	2,07	8,631	64,944	109,901
644,804	31,712	2,381	0,11	1,883	1,694	2,057	8,631	66,707	113,607
644,957	31,312	2,4	0,106	1,88	1,687	2,06	8,631	70,551	119,949
645,109	29,549	2,392	0,106	1,879	1,689	2,06	8,613	72,858	122,956
645,262	27,95	2,405	0,104	1,884	1,697	2,056	8,613	76,872	128,865
645,414	27,058	2,438	0,098	1,853	1,667	2,034	8,613	75,526	126,139
645,566	27,11	2,437	0,095	1,708	1,535	1,944	8,613	69,245	115,674
645,719	27,945	2,436	0,097	1,474	1,304	1,772	8,631	67,612	113,341
645,871	28,771	2,434	0,101	1,301	1,128	1,624	8,613	68,046	114,462
646,024	27,974	2,431	0,102	1,204	1,032	1,615	8,613	68,685	115,152
646,176	27,048	2,438	0,101	1,149	0,982	1,657	8,613	69,033	123,704
646,328	26,34	2,417	0,098	1,14	0,973	1,657	8,595	68,654	122,74
646,481	25,81	2,396	0,095	1,142	0,977	1,656	8,613	68,539	122,321
646,633	25,606	2,401	0,093	1,137	0,976	1,656	8,613	68,917	122,913
646,786	28,219	2,4	0,09	1,113	0,958	1,695	8,613	68,539	123,296
646,938	32,685	2,387	0,089	1,095	0,932	1,563	8,631	68,308	124,723
647,09	35,118	2,383	0,089	1,154	0,964	1,476	8,613	68,569	126,231
647,243	34,207	2,395	0,089	1,151	0,947	1,403	8,613	68,801	126,268
647,395	30,807	2,409	0,092	1,048	0,854	1,228	8,595	69,033	125,256
647,548	27,907	2,407	0,101	0,994	0,811	1,182	8,595	68,917	123,847
647,7	25,065	2,405	0,112	0,979	0,808	1,179	8,613	68,685	122,282
647,852	22,921	2,403	0,118	0,987	0,809	1,179	8,595	68,917	121,839
648,005	22,451	2,398	0,12	0,989	0,81	1,178	8,595	69,033	121,858
648,157	24,11	2,394	0,119	0,95	0,785	1,166	8,595	68,801	122,106
648,31	26,754	2,378	0,12	0,846	0,691	1,099	8,595	68,801	123,169
648,462	26,965	2,374	0,118	0,801	0,645	1,018	8,577	68,917	123,463
648,614	25,919	2,373	0,117	0,837	0,686	1,091	8,577	68,917	123,039
648,767	25,238	2,374	0,118	0,849	0,702	1,168	8,595	69,408	123,64
648,919	25,709	2,377	0,119	0,839	0,688	1,131	8,613	69,408	123,831
649,072	27,049	2,36	0,116	0,833	0,691	1,109	8,613	69,178	123,964
649,224	28,549	2,353	0,111	0,841	0,69	1,07	8,613	69,294	124,79
649,376	28,627	2,362	0,104	0,838	0,687	1,017	8,631	69,294	124,822
649,529	26,675	2,378	0,102	0,835	0,689	1,153	8,631	69,294	124,02
649,681	25,398	2,391	0,104	0,838	0,688	1,573	8,631	69,149	123,242
649,834	25,165	2,418	0,105	0,831	0,688	1,961	8,613	69,149	123,148
649,986	25,374	2,46	0,104	0,868	0,715	1,858	8,595	69,178	123,284
650,138	24,821	2,485	0,101	0,988	0,812	1,546	8,595	69,062	122,855
650,291	24,692	2,468	0,101	1,02	0,868	1,425	8,613	68,801	122,339
650,443	25,506	2,417	0,102	1,041	0,901	1,395	8,613	68,569	122,252
650,596	25,068	2,406	0,099	1,116	0,967	1,388	8,613	68,569	122,077
650,748	24,615	2,421	0,097	1,119	0,975	1,384	8,613	68,569	121,896
650,9	23,581	2,426	0,098	1,128	0,971	1,371	8,613	68,685	121,69
651,053	22,976	2,425	0,096	1,126	0,977	1,406	8,631	68,917	121,861
651,205	22,774	2,426	0,092	1,119	0,98	2,164	8,631	69,033	121,986
651,358	22,925	2,431	0,086	1,148	1,002	2,784	8,613	69,294	122,507
651,51	23,777	2,459	0,082	1,295	1,131	2,018	8,595	69,555	123,311
651,662	23,509	2,529	0,085	1,612	1,434	1,721	8,595	69,176	122,532
651,815	24,581	2,578	0,091	1,741	1,615	1,754	8,613	68,424	121,624
651,967	27,002	2,533	0,098	1,633	1,557	1,759	8,631	68,134	122,076

Глубина, м	Гамма, ед. API	Плотностьной, г/м³	Нейтронный, д. ед.	Электрическое сопротивление (большой зонд), Ом·м	Электрическое сопротивление (малый зонд), Ом·м	Электрическое сопротивление (микрометод), Ом·м	Каверномер (диаметр скважины), дюйм	Время про-бега про-дольной волны, фут/с	Время про-бега по-перечной волны, фут/с
652,12	28,932	2,478	0,102	1,604	1,537	1,886	8,631	68,105	122,805
652,272	29,491	2,474	0,102	1,609	1,539	1,797	8,613	67,989	122,823
652,424	28,8	2,472	0,103	1,612	1,541	2,403	8,595	67,728	122,071
652,577	29,471	2,47	0,103	1,628	1,558	5,309	8,595	67,612	122,134
652,729	32,795	2,473	0,103	1,786	1,71	5,396	8,595	67,757	123,762
652,882	37,643	2,479	0,096	2,421	2,342	3,576	8,595	67,757	125,812
653,034	41,577	2,46	0,09	3,552	3,511	3,739	8,613	67,757	127,525
653,186	42,294	2,473	0,088	4,243	4,258	4,553	8,595	68,163	128,607
653,339	42,609	2,527	0,088	4,325	4,334	5,049	8,577	69,318	130,93
653,491	45,926	2,554	0,089	4,337	4,334	5,94	8,595	70,828	135,342
653,644	48,929	2,531	0,086	4,33	4,354	4,424	8,595	70,682	136,503
653,796	45,373	2,496	0,085	4,353	4,39	2,598	8,595	70,682	134,8
653,948	37,001	2,499	0,088	4,154	4,232	2,407	8,595	70,063	129,809
654,101	31,543	2,504	0,09	3,004	3,172	2,428	8,595	68,685	124,932
654,253	32,914	2,505	0,093	2,116	2,326	2,526	8,595	69,176	126,405
654,406	35,819	2,5	0,1	1,868	2,095	2,736	8,595	70,45	130,001
654,558	35,336	2,472	0,105	1,768	1,988	3,881	8,613	71,237	131,239
654,71	33,285	2,47	0,105	1,744	1,964	5,027	8,631	71,468	130,756
654,863	33,013	2,495	0,098	1,736	1,962	3,573	8,631	70,679	129,193
655,015	33,582	2,507	0,093	1,737	1,959	2,355	8,631	69,932	128,073
655,168	33,535	2,496	0,085	1,743	1,958	2,31	8,649	69,932	128,053
655,32	39,277	2,493	0,083	1,739	1,967	2,517	8,649	69,932	130,578
655,472	54,047	2,499	0,097	1,725	1,963	2,634	8,649	69,815	137,326
655,625	72,013	2,503	0,124	1,984	2,224	2,819	8,649	68,944	145,04
655,777	83,311	2,53	0,149	3,903	4,189	2,87	8,649	72,042	158,484
655,93	86,014	2,579	0,152	9,3	9,912	2,825	8,649	74,649	166,037
656,082	83,945	2,627	0,139	12,635	13,841	4,334	8,685	72,594	160,11
656,234	80,051	2,638	0,13	12,255	13,462	11,277	8,739	71,468	155,176
656,387	78,528	2,638	0,139	12,233	13,413	12,922	8,739	72,473	156,406
656,539	80,412	2,652	0,16	12,224	13,418	3,005	8,739	69,798	151,769
656,692	83,821	2,648	0,175	12,225	13,446	0,945	8,757	66,22	145,979
656,844	86,215	2,651	0,19	12,23	13,449	0,914	8,81	66,741	148,57
656,996	89,724	2,49	0,234	12,224	13,429	1,148	9,024	65,297	147,473
657,149	93,307	2,355	0,291	12,023	13,307	1,505	9,205	64,559	145,975
657,301	94,173	2,388	0,317	8,773	10,07	1,682	9,626	65,088	147,169
657,454	91,692	2,377	0,299	5,573	6,781	1,483	10,226	63,897	144,478
657,606	88,118	2,346	0,275	4,922	6,21	0,963	10,407	63,234	141,868
657,758	84,661	2,328	0,264	5,206	6,613	0,749	10,425	63,897	141,34
657,911	80,708	2,314	0,269	5,345	6,783	0,476	10,425	65,46	142,505
658,063	76,543	2,298	0,296	5,353	6,77	0,3	10,443	66,481	142,354
658,216	72,806	2,295	0,339	5,35	6,769	0,311	10,443	66,858	141,084
658,368	71,58	2,254	0,378	5,337	6,79	0,938	10,443	67,003	140,721
658,52	72,166	2,144	0,394	5,347	6,816	1,833	10,389	67,003	141,04
658,673	73,663	2,102	0,381	5,559	7,028	0,747	10,495	67,119	142,108
658,825	76,248	2,152	0,367	6,201	7,7	0,38	11,098	66,067	141,303
658,978	78,858	2,295	0,378	6,487	8,075	0,363	10,796	61,76	133,461
659,13	81,809	2,403	0,397	5,601	7,155	0,478	9,921	58,653	128,25
659,282	86,383	2,394	0,376	4,856	6,265	0,585	9,725	58,624	130,589
659,435	89,934	2,395	0,314	4,842	6,265	0,533	9,689	60,027	135,689
659,587	89,916	2,423	0,254	5,039	6,561	1,704	9,49	63,911	144,459
659,74	85,813	2,474	0,219	5,433	7,035	5,423	9,277	70,366	156,381

Глубина, м	Гамма, ед. API	Плотностьной, г/м³	Нейтронный, д. ед.	Электрическое сопротивление (большой зонд), Ом·м	Электрическое сопротивление (малый зонд), Ом·м	Электрическое сопротивление (микрометод), Ом·м	Каверномер (диаметр скважины), дюйм	Время про-бега про-дольной волны, фут/с	Время про-бега по-перечной волны, фут/с
659,892	82,977	2,512	0,213	6,689	8,583	6,754	9,277	74,687	164,083
660,044	84,186	2,504	0,219	9,4	11,981	9,541	9,241	76,439	168,755
660,197	83,179	2,474	0,195	12,058	15,27	11,043	9,115	73,479	161,56
660,349	75,267	2,472	0,133	13,282	16,889	12,545	9,062	65,302	139,128
660,502	62,968	2,506	0,074	13,825	17,696	6,216	8,99	61,319	124,637
660,654	52,38	2,559	0,053	13,869	17,757	7,26	8,828	59,683	116,692
660,806	47,784	2,592	0,056	13,871	17,743	18,815	8,703	60,192	115,773
660,959	46,37	2,592	0,061	13,891	17,746	19,612	8,685	65,595	125,539
661,111	46,996	2,577	0,065	13,995	17,853	15,226	8,703	68,241	130,89
661,264	48,843	2,568	0,066	13,831	17,502	12,74	8,703	65,594	126,64
661,416	49,156	2,558	0,065	13,737	16,701	11,684	8,685	63,287	122,32
661,568	46,855	2,562	0,06	20,455	23,181	18,541	8,685	61,072	117,083
661,721	42,049	2,558	0,057	40,566	44,734	24,387	8,685	62,084	117,039
661,873	35,986	2,601	0,056	55,781	62,045	22,147	8,685	67,294	124,248
662,026	32,841	2,711	0,056	56,167	62,409	41,052	8,685	69,024	126,097
662,178	34,566	2,747	0,056	55,513	61,573	51,311	8,685	66,377	121,967
662,33	40,057	2,707	0,058	55,572	61,559	31,761	8,703	66,093	123,741
662,483	46,354	2,658	0,075	52,537	57,481	27,752	8,721	65,41	125,177
662,635	54,532	2,664	0,1	32,124	34,036	32,846	8,739	62,854	123,85
662,788	61,468	2,715	0,105	16,039	16,857	26,91	8,792	61,314	123,932
662,94	59,526	2,753	0,084	13,122	14,082	14,221	8,846	60,45	121,31
663,092	50,97	2,75	0,059	16,073	17,432	12,02	8,846	60,334	117,371
663,245	43,547	2,729	0,051	20,442	22,302	53,289	8,846	61,849	117,204
663,397	42,758	2,761	0,065	25,074	27,414	136,415	8,864	62,501	118,115
663,55	42,978	2,822	0,1	32,62	35,294	70,827	8,864	61,233	115,807
663,702	46,432	2,73	0,139	24,49	26,146	27,421	8,9	61,233	117,215
663,854	60,562	2,497	0,156	11,764	12,709	10,735	9,008	61,087	123,058
664,007	81,583	2,333	0,17	8,069	8,888	8,285	9,186	60,07	131,231
664,159	101,404	2,301	0,211	6,919	7,632	6,995	9,42	59,551	134,651
664,312	110,747	2,361	0,264	6,284	6,907	3,741	9,564	60,187	136,088
664,464	112,733	2,514	0,288	6,074	6,652	1,031	9,345	61,49	139,034
664,616	114,752	2,627	0,269	5,976	6,543	1,07	9,08	62,132	140,486
664,769	114,34	2,652	0,248	5,916	6,44	3,66	9,044	62,248	140,748
664,921	112,368	2,649	0,235	5,862	6,332	5,731	9,062	63,143	142,773
665,074	104,559	2,583	0,203	6,358	6,785	7,593	9,044	64,449	145,724
665,226	94,888	2,457	0,162	7,981	8,348	3,98	8,99	65,609	148,349
665,378	88,545	2,353	0,145	9,758	9,906	3,559	9,026	66,998	150,577
665,531	89,031	2,373	0,176	9,938	9,8	8,346	9,097	67,989	153,113
665,683	96,937	2,344	0,239	8,964	8,745	2,448	9,187	67,611	152,874
665,836	105,061	2,293	0,301	8,554	8,269	0,454	9,223	67,611	152,874
665,988	108,379	2,37	0,321	8,763	8,333	1,195	9,277	67,989	153,73
666,114	104,656	2,463	0,285	8,956	8,376	7,877	9,259	67,989	153,73
666,293	98,318	2,511	0,215	9,773	9,031	13,546	9,133	68,279	154,385
666,445	91,383	2,541	0,157	9,235	8,602	9,053	9,098	69,059	156,15
666,598	81,948	2,567	0,126	6,574	6,297	5,202	9,098	70,564	154,383
666,75	70,928	2,601	0,11	4,807	4,728	4,334	9,151	71,96	150,752
666,902	63,338	2,586	0,104	4	3,993	3,873	9,133	72,222	147,002
667,055	62,146	2,541	0,102	3,517	3,541	3,967	9,08	71,321	144,522
667,207	61,512	2,537	0,105	3,213	3,28	3,924	9,098	70,046	141,603
667,36	59,188	2,546	0,117	3,137	3,182	2,776	9,062	69,178	138,651
667,512	58,35	2,543	0,131	3,168	3,171	2,073	9,026	68,917	137,703

Глубина, м	Гамма, ед. API	Плотностьной, г/м³	Нейтронный, д. ед.	Электрическое сопротивление (большой зонд), Ом·м	Электрическое сопротивление (малый зонд), Ом·м	Электрическое сопротивление (микрометод), Ом·м	Каверномер (диаметр скважины), дюйм	Время про-бега про-дольной волны, фут/с	Время про-бега по-перечной волны, фут/с
667,664	59,439	2,52	0,135	3,1	3,102	1,765	9,044	68,801	138,024
667,817	60,28	2,544	0,124	2,611	2,594	2,14	9,044	68,685	138,22
667,969	60	2,671	0,117	2,611	2,524	3,213	8,99	68,569	137,844
668,122	60	2,769	0,136	5,469	5,101	7,037	8,918	68,569	137,844
668,274	60	2,683	0,174	8,831	8,284	19,87	8,9	68,278	137,258
668,426	60	2,584	0,197	7,277	6,976	16,911	8,972	67,612	135,919
668,579	60	2,605	0,186	6,656	6,394	10,44	9,044	67,119	134,929
668,731	60	2,592	0,159	6,632	6,397	4,42	9,151	66,626	133,937
668,884	60	2,563	0,135	6,6	6,395	3,991	9,187	66,481	133,647
669,036	60	2,565	0,124	6,148	5,985	5,524	9,097	66,742	134,171
669,188	60	2,544	0,12	5,07	4,945	3,123	9,062	67,235	135,161
669,341	60	2,529	0,125	3,992	3,893	3,113	9,026	67,351	135,395
669,493	60	2,517	0,131	3,663	3,578	3,732	8,972	67,003	134,696
669,646	60	2,538	0,135	4,01	3,909	4,564	8,918	66,771	134,23
669,798	60	2,595	0,128	4,284	4,168	4,355	8,9	67,262	135,215
669,95	60	2,59	0,118	4,28	4,185	4,987	8,918	67,757	136,211
670,103	60	2,562	0,114	4,275	4,187	7,207	8,918	67,757	136,211
670,255	60	2,569	0,12	4,297	4,175	8,617	8,918	68,393	137,49
670,408	60	2,563	0,133	4,297	4,189	11,226	8,918	68,422	137,549
670,56	60	2,544	0,138	4,326	4,234	10,479	8,918	67,757	136,211
670,712	60	2,552	0,137	4,41	4,351	5,615	8,918	67,118	134,926
670,865	60	2,561	0,125	4,703	4,686	4,608	8,9	67,147	134,984
671,017	60	2,558	0,109	5,334	5,482	6,349	8,864	68,763	138,233
671,17	60	2,583	0,089	5,282	5,614	15,234	8,828	69,291	139,296
671,322	60	2,633	0,076	4,895	5,212	26,585	8,793	67,898	136,494
671,474	60	2,634	0,078	4,891	5,22	21,736	8,81	66,974	134,638
671,627	60	2,571	0,098	4,877	5,221	12,807	8,864	64,498	129,66
671,779	60	2,536	0,127	4,891	5,232	6,599	8,882	61,46	123,553
671,932	60	2,566	0,142	4,958	5,301	5,109	8,882	61,575	123,783
672,084	60	2,586	0,141	5,413	5,775	5,075	8,864	62,48	125,603
672,236	60	2,563	0,137	6,309	6,777	7,113	8,846	62,248	125,136
672,389	60	2,55	0,132	6,646	7,24	8,497	8,828	62,392	125,426
672,541	60	2,541	0,126	6,365	6,966	9,771	8,828	62,886	126,419
672,694	60	2,538	0,122	6,251	6,862	9,529	8,828	63,522	127,697
672,846	60	2,554	0,133	6,239	6,872	6,769	8,811	65,195	131,061
672,998	60	2,556	0,151	6,058	6,642	6,641	8,828	67,771	136,24
673,151	60	2,578	0,166	7,214	7,741	6,73	8,828	69,957	140,634
673,303	60	2,592	0,178	10,915	11,557	8,908	8,828	70,715	142,158
673,456	60	2,584	0,193	13,625	14,51	12,266	8,828	70,715	142,158
673,608	60	2,59	0,213	14,415	15,385	12,964	8,828	70,57	141,866
673,76	60	2,624	0,223	15,067	16,062	-999,25	8,846	70,425	141,574
673,913	60	2,641	0,211	14,945	15,978	-999,25	8,846	70,309	141,341
674,065	60	2,611	0,175	14,777	15,835	-999,25	8,846	70,453	141,632
674,218	60	2,594	0,126	14,712	15,741	-999,25	8,828	70,715	142,158
674,37	60	2,593	0,099	14,692	15,697	-999,25	8,811	70,715	142,158
674,522	60	2,599	0,103	14,662	15,687	-999,25	8,846	70,308	141,339
674,675	60	2,603	0,122	13,366	14,299	-999,25	8,9	69,787	140,292
674,827	60	2,6	0,134	9,165	9,891	-999,25	8,9	69,555	139,826
674,98	60	2,566	0,138	10,125	10,82	-999,25	8,882	69,323	139,359

# ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПОЛНОЙ ОЦЕНКИ РЕЗЕРВУАРА

## Данные по пластовому давлению

Абсолютная вертикальная глубина (TVD), м	Пластовое давление, фунт/ дюйм <sup>2</sup> абс.
624	5177,00
630	5184,30
636	5191,40
642	5198,60
646	5203,60
649	5208,10
652,5	5213,00
662	Плотные

## Описание керна

Глубина, м	Литология
616—622,5	Глина
622,5—625	Песчаник
625—626,5	Известняк
626,5—637,5	Песчаник
637,5—639	Глина
639—652	Песчаник
652—655,5	Алевритистый песчаник
655,5—660	Глина
660—662	Песчаник
662—664	Известняк
664—675	Глина

**Традиционный анализ керна**

<b>Глубина</b>	<b>Пористость образца, %</b>	<b>Горизонтальная проницаемость, мД</b>	<b>Плотность зерен, г/см<sup>3</sup></b>
620	2,0	0,01	2,675
622	2,0	0,02	2,675
624	11,05	22,0	2,665
626	1,0	0,03	2,720
628	9,5	10,5	2,665
630	15,6	135,6	2,662
632	15,0	120,0	2,658
634	7,5	11,0	2,674
636	10,5	15,3	2,666
638	6,0	0,80	2,660
640	17,9	350	2,651
642	15,6	130	2,649

**СПЕЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КЕРНА (SCAL)****Влияние давления на величину коэффициента пористости керна**

<b>Давление, фунт/дюйм<sup>2</sup></b>	<b>Образец 1</b>	<b>Образец 2</b>	<b>Образец 3</b>	<b>Образец 4</b>
50	0,080	0,120	0,140	0,170
500	0,078	0,117	0,137	0,167
1500	0,077	0,115	0,135	0,163
2000	0,076	0,114	0,133	0,161
2500	0,076	0,113	0,132	0,161
4500	0,073	0,110	0,127	0,155
6000	0,072	0,107	0,125	0,153

**Водопроницаемость образцов в зависимости  
от эффективного давления (минерализованная вода)**

<b>Давление, фунт/дюйм<sup>2</sup></b>	<b>Образец 1</b>	<b>Образец 2</b>	<b>Образец 3</b>	<b>Образец 4</b>
50	2,000000	12,000000	60,000000	540,00000
500	1,757685	10,58051	52,54248	474,8736
1500	1,492423	9,02435	45,0698	402,4928
2000	1,395571	8,429014	42,12812	377,8645
2500	1,318647	7,909027	39,50155	355,9868
4500	1,061196	6,325671	31,62694	286,3587
6000	0,922045	5,504435	27,61859	248,4957

**Данные измерений на керне параметра пористости – FRF (Рп)**

Пористость	FRF
0,1	89,27854
0,15	44,01849
0,17	33,36747
0,08	133,3982
0,14	43,31214
0,13	58,2223

**Данные измерения на керне параметра нефтенасыщенности – I (Рн)**

Образец 1 (пор. = 17%)		Образец 2 (пор. = 15%)		Образец 3 (пор. = 13%)	
Sw	I = ( $R_i/R_o$ )	Sw	I	Sw	I
1	1	1	1	1	1
0,8	1,61592	0,8	1,541192	0,9	1,297253
0,6	2,955611	0,6	2,660774	0,7	2,353045
0,4	8,05591	0,5	3,783241	0,6	3,247888
0,35	10,15069	0,4	6,397332	0,55	3,986601
0,3	12,88598			0,5	5,242788
0,28	15,20306				

**Кривые капиллярного давления****для воздуха/минерализованного раствора**

Ø	K	Рс, фунт/дюйм <sup>2</sup>					
		3,000	10,000	25,000	50,000	125,000	200,000
0,131	67	0,861	0,617	0,388	0,29	0,239	0,216
0,058	3,7	0,963	0,874	0,782	0,673	0,597	0,525
0,032	3,8	0,942	0,85	0,739	0,638	0,572	0,512
0,179	278	0,73	0,43	0,282	0,214	0,176	0,144

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3

# РЕШЕНИЯ К УПРАЖНЕНИЯМ

## ГЛАВА 2. ОПЕРАТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ

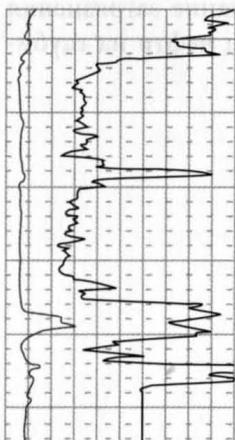
## Упражнение 2.1. Оперативный анализ каротажных данных

	CAL	
8	INCH	18
	CR	
0	API	100

## «DEPTH»

	DT	
140	US/FT	40
NEUTRON		
.45	FRCT	-.15
DENSITY		
1.95	G/CC	2.95

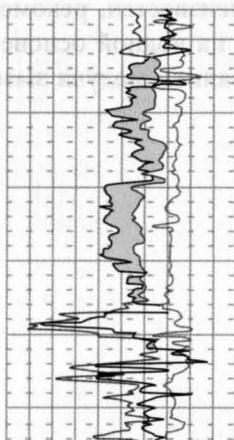
	RES_DEEP
.2	OHMM 2000
	RES_SHAL
.2	OHMM 2000



625

650

675



The ECG tracing shows a regular rhythm with a rate of approximately 100-120 bpm. The PR interval is normal. The QRS complexes are narrow. The ST segment is slightly elevated, and the T waves are prominent and upright.

$GR_{sa\text{ (песч)}}$  = 20,  $GR_{sh\text{ (гл)}}$  = 90.

Рассчитайте  $V_{sh}$  по формуле  $V_{sh} = (GR - GR_{sa}) / (GR_{sh} - GR_{sa})$ .

OWC (BHK) на глубине 646 м.

Примите, что в водонасыщенной части пласта плотность флюида составляет 1,0 г/см<sup>3</sup>, а в нефтенасыщенной – 0,9 г/см<sup>3</sup>.

$R_w$  = 0,02 Омм.

OWC (BHK) на глубине 646 м.

Зона	Кровля	Подошва	Общая	Эффективная	Средняя	$S_w$
	пластика, м	пластика, м	мощность пластика, м	мощность пластика, м		
Зона 1	616	622,5	6,5	0		
Зона 2, нефть	622,5	646	23,5	21,5	0,108	0,509
Зона 2, вода	646	655,5	9,5	9,5	0,124	0,937
Зона 3, вода	655,5	675	19,5	1,52	0,05	0,767

Предлагаемые точки для предварительных тестовых опробований:

1. 624 м (диаграмма плотностного каротажа).

2. 630

3. 636

4. 642

5. 646

6. 649

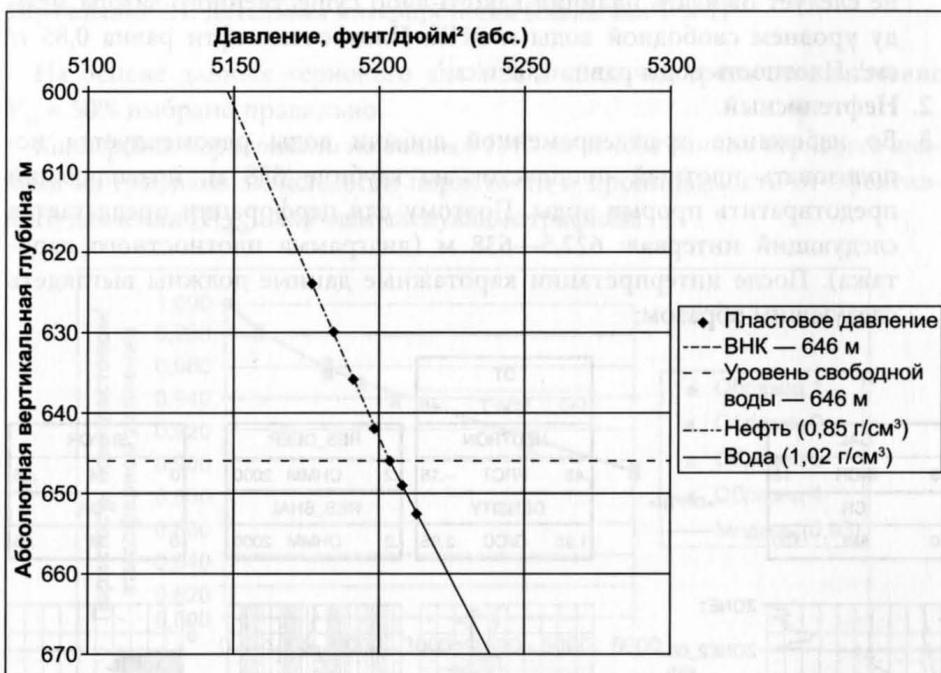
7. 652,5

8. 662

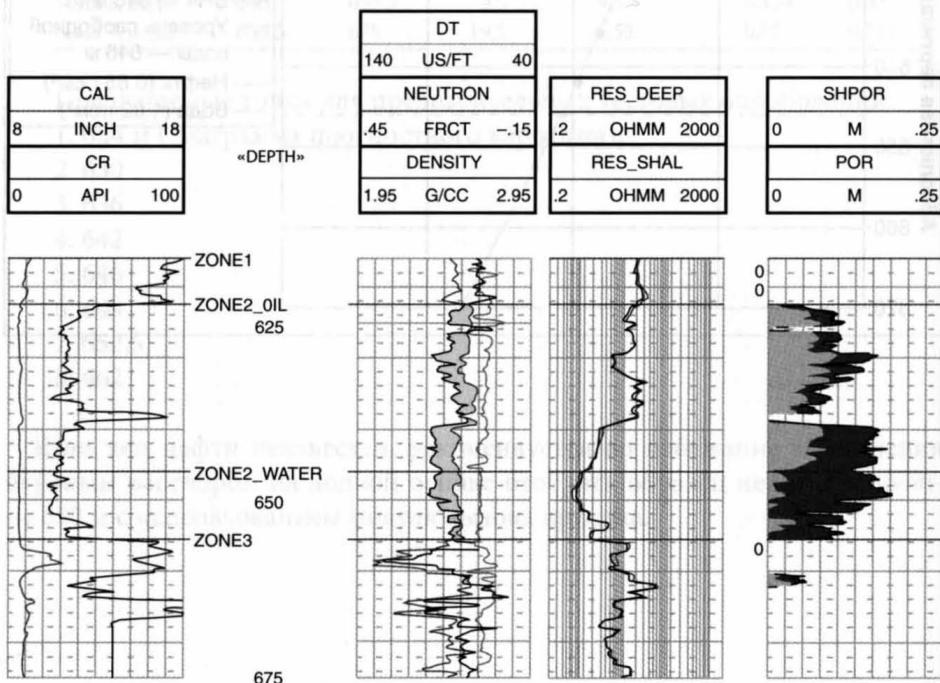
Если тип нефти неизвестен, рекомендуется во избежание загрязнения буровым раствором на водной основе отобрать образец нефти на глубине 630 м с использованием модуля вызова притока.

### Упражнение 2.2. Использование данных по давлению

Следует построить приведенный кросс-плот:



- Если тип нефти неизвестен, рекомендуется брать образец на глубине 630 м. Отсюда уровень свободной воды выбирается на глубине 646 м. Заметим, что, поскольку песчаник обладает приемлемым качеством, не следует ожидать наличия какого-либо существенного зазора между уровнем свободной воды и ВНК. Плотность нефти равна 0,85 г/см<sup>3</sup>. Плотность воды равна 1,02 г/см<sup>3</sup>.
- Нефтеносный.**
- Во избежание преждевременной добычи воды рекомендуется использовать плотный пропласток на глубине 638 м, позволяющий предотвратить прорыв воды. Поэтому для перфорации предлагается следующий интервал: 622,5—638 м (диаграмма плотностного каротажа). После интерпретации каротажные данные должны выглядеть следующим образом:

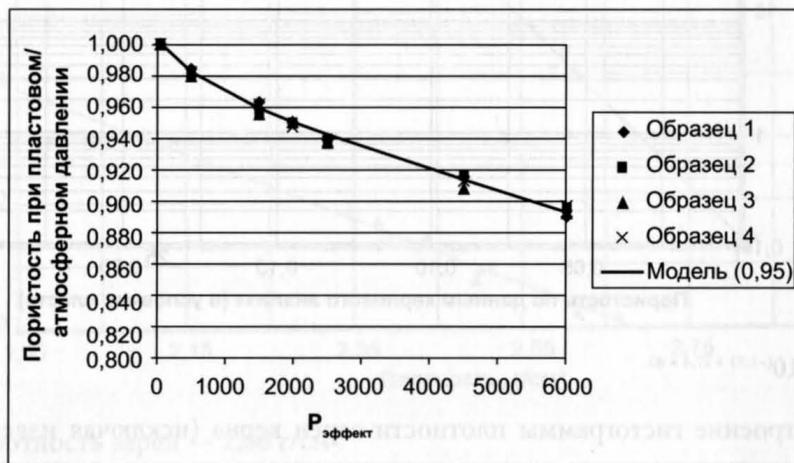


### ГЛАВА 3. КАМЕРАЛЬНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ

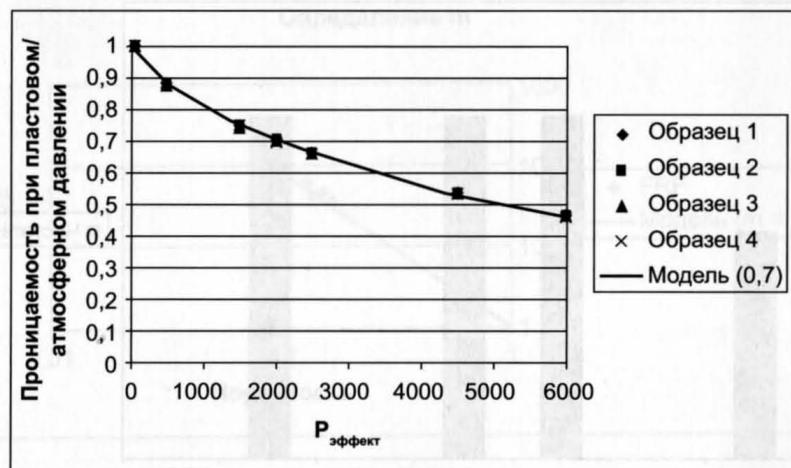
#### Упражнение 3.1. Детальная интерпретация (скважина Test 1)

На основе данных кернового анализа видно, что граничное значение  $V_{sh} = 50\%$  выбрано правильно.

*Калибровка пористости по данным ГИС на основе данных кернового анализа:* из графиков зависимости пористости и проницаемости от эффективного давления ( $P_{эфф}$ ) получаем следующие графики:

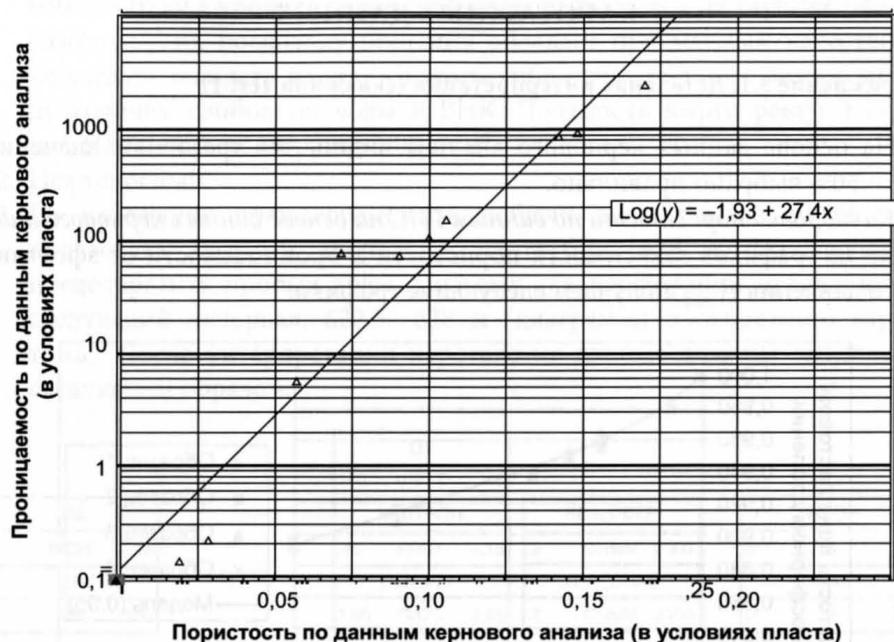


$$\phi_{in situ} = \phi_{air} \times 0,95.$$



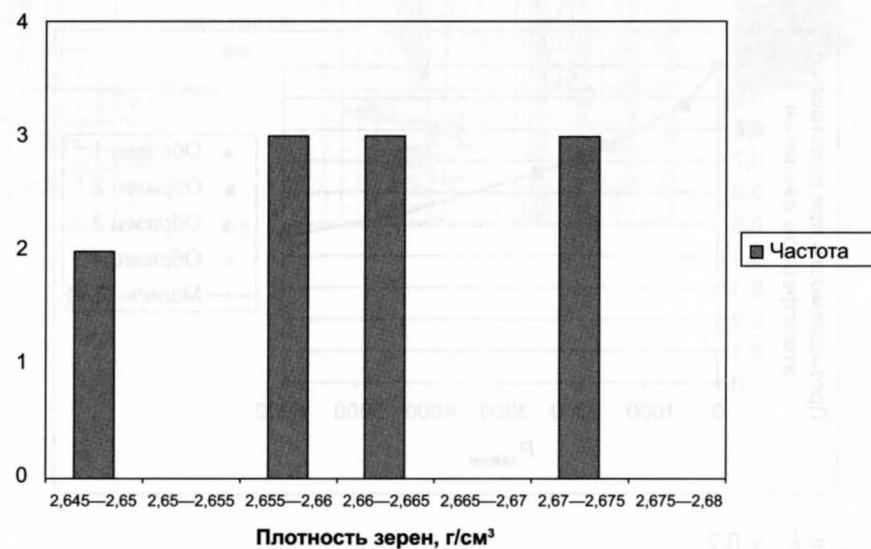
$$k_{in-situ} = k_{air} \times 0,7.$$

Связь «пористость-проницаемость»:

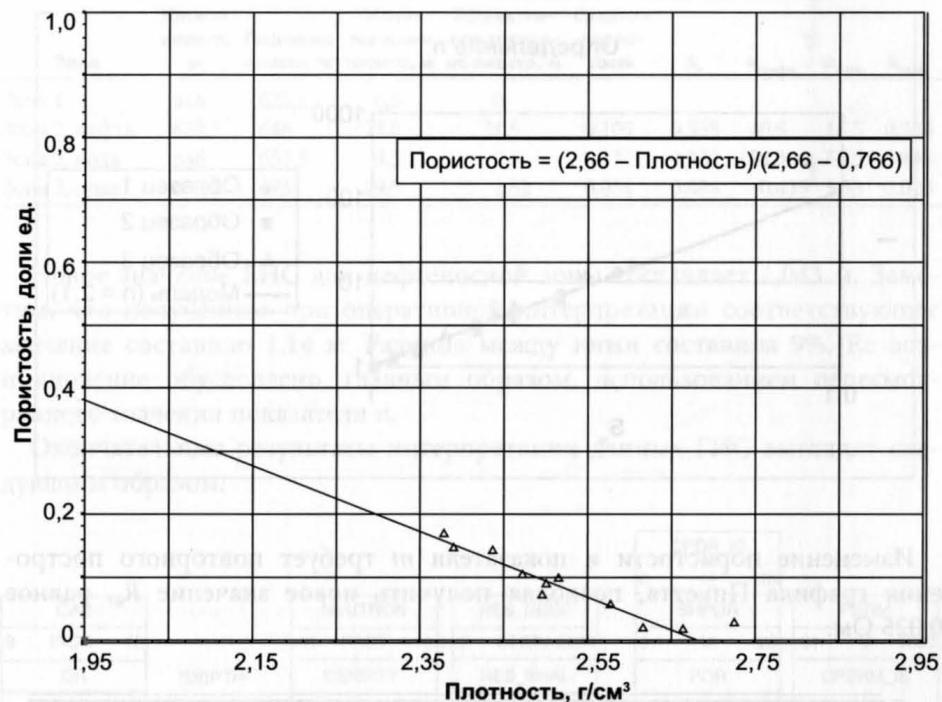


$$k = 10^{(-1,93 + 27,4 \times \phi)}$$

Построение гистограммы плотности зерен керна (исключая известняки) позволило получить среднее значение плотности зерен песчаника — 2,66 г/см<sup>3</sup>.



Построив график пористости, исправленной на условия пласта, в зависимости от плотности, получаем:

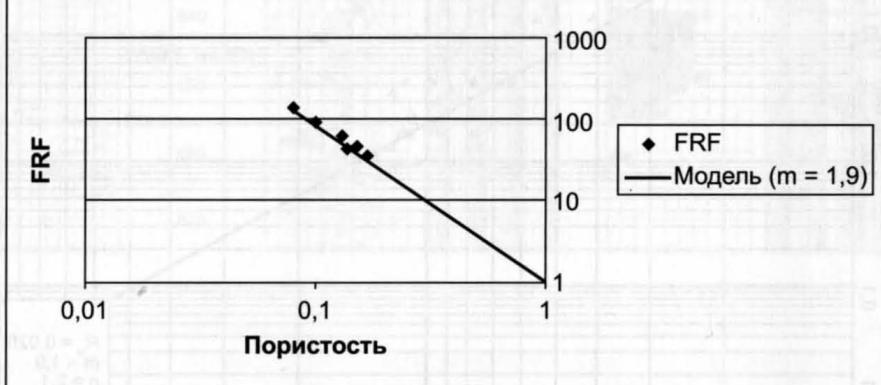


Плотность зерен — 2,66 г/см<sup>3</sup>.

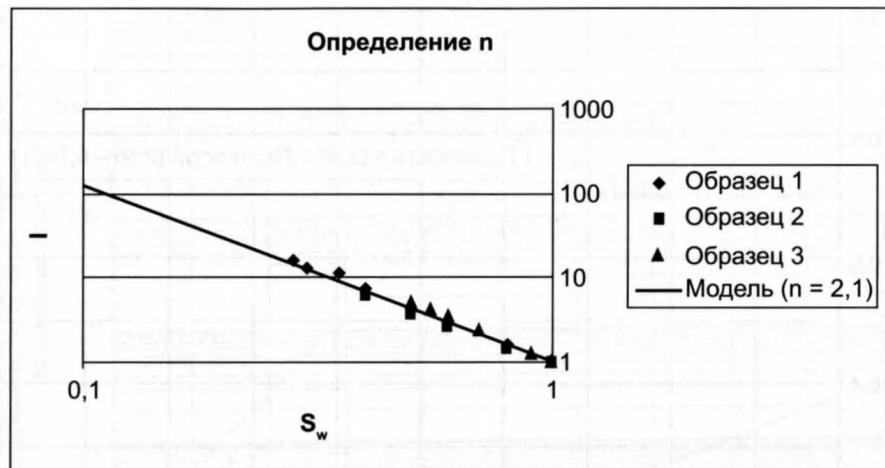
Плотность флюида в нефесодержащей части пласта — 0,7663 г/см<sup>3</sup>.

Построив  $F$  в зависимости от  $\phi$ , получаем значение  $m$ , равное 1,9.

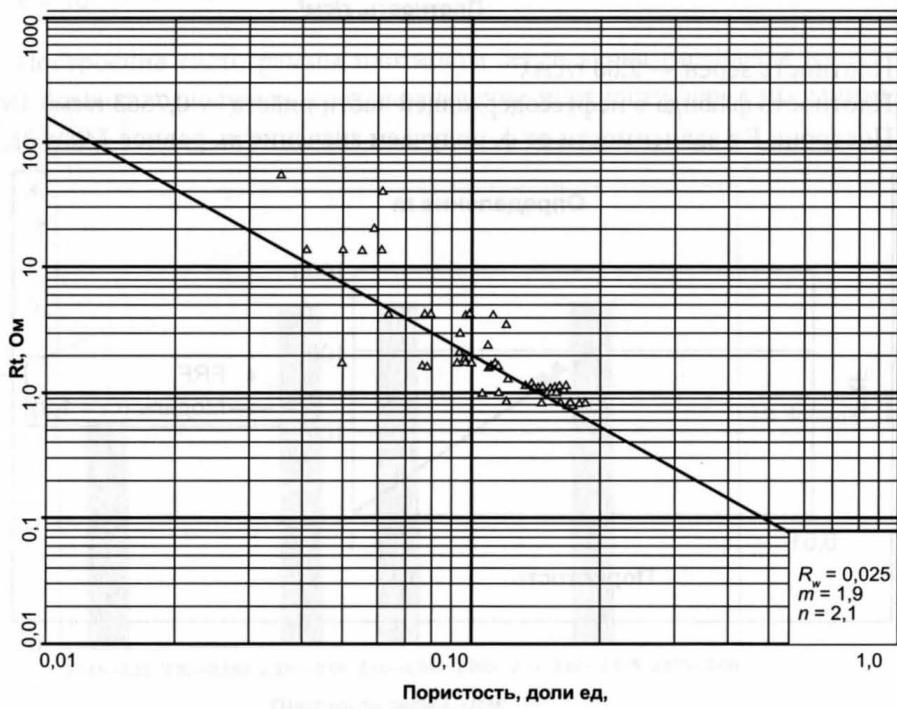
#### Определение $m$



Построив  $I$  в зависимости от измеренных значений  $S_w$ , получаем значение  $n$ , равное 2,1:



Изменение пористости и показателя  $m$  требует повторного построения графика Пикетта, позволяя получить новое значение  $R_w$ , равное 0,025 Ом.

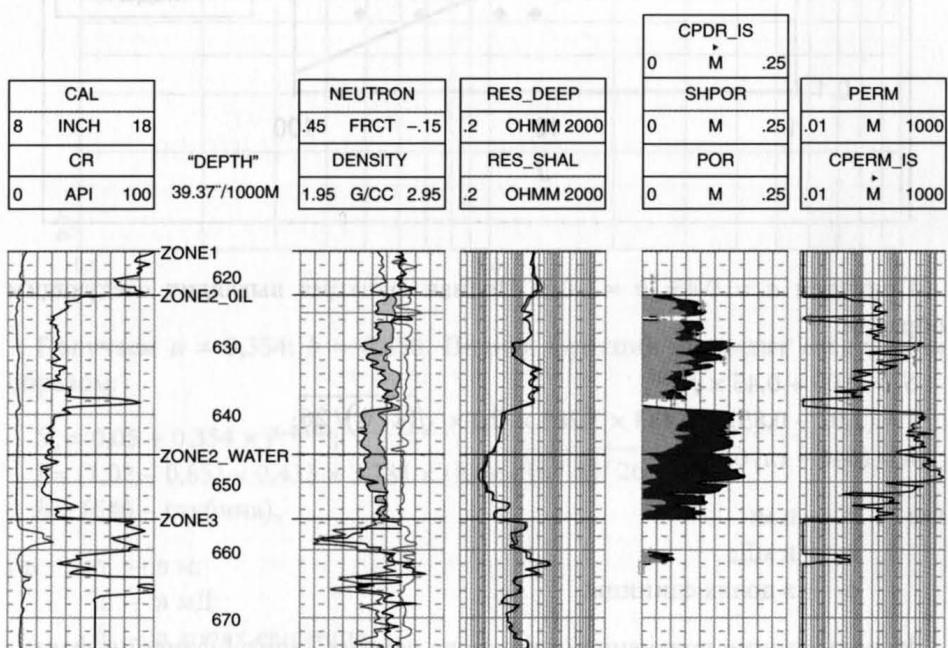


Уточненные результаты интерпретации приводятся ниже:

Зона	Кровля пластика, м	Общая толщина пластика, м	Эффективная толщина пластика на пласте, м	Средняя пористость	$S_w$	$k_{\text{арифм.}}$	$k_{\text{геом.}}$	$k_{\text{тарт.}}$
Зона 1	616	622,5	6,5	0				
Зона 2, нефть	622,5	646	23,5	21,5	0,105	0,538	40,5	16,5
Зона 2, вода	646	655,5	9,5	9,5	0,13	0,922	188,3	51,5
Зона 3, вода	655,5	675	19,5	1,52	0,051	0,698	0,435	5,33
								0,023

Новое значение ЕНС для нефтеносной зоны составляет 1,043 м. Заметим, что полученное при оперативной интерпретации соответствующее значение составило 1,14 м. Разница между ними составила 9%. Ее возникновение обусловлено, главным образом, использованием пересмотренного значения показателя  $n$ .

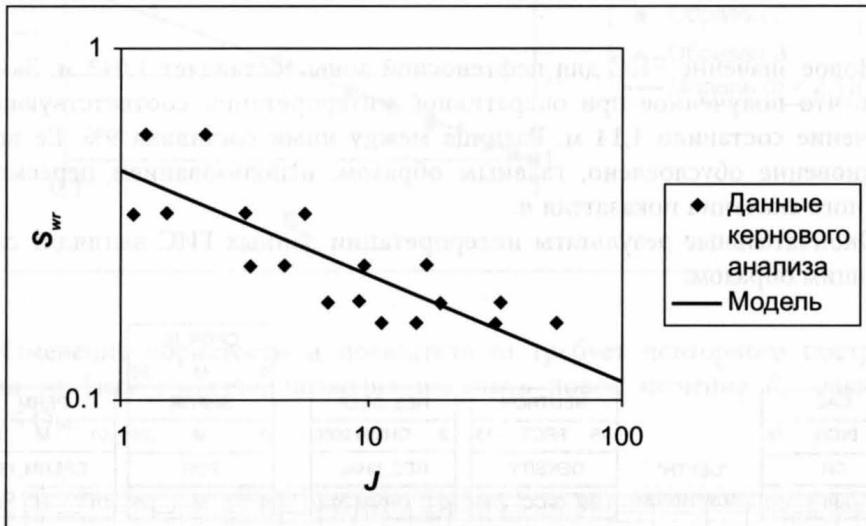
Окончательные результаты интерпретации данных ГИС выглядят следующим образом:



## ГЛАВА 4. АНАЛИЗ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ ВЗАИМОСВЯЗИ ЕГО НАСЫЩЕННОСТИ И ВЫСОТЫ

### Упражнение 4.1. Получение J-функции на основе данных кернового анализа

Было сделано предположение, что  $S_{wirr} = 0,05$ . Построим кросс-плот  $S_{wr}$  к  $J$ :



Получаем  $a = 0,45$ ;  $b = -0,3$ . Полная функция выглядит следующим образом:

$$S_w = 0,05 + 0,45 \times J^{-0,3};$$

$$J = (1,02 - 0,85) \times 0,433 \times 3,281 \times (h) \times \sqrt{(k/\phi)/26};$$

$$h = (646 - \text{глубина}),$$

где  $h$  — в м;

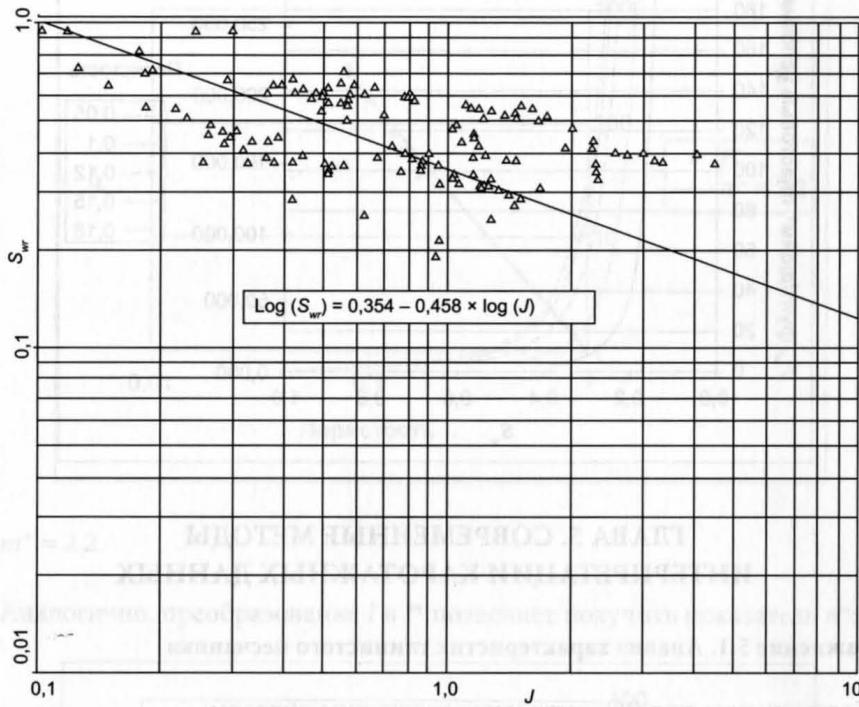
$k$  — в мД;

$\phi$  — в долях единицы.

Использование полученной на основе данных керна  $J$ -функции фактически привело к небольшому уменьшению (2%) эквивалентной высоты колонки углеводородов (ЕНС). Это указывает на то, что тонкие прослои не представляют собой сколько-нибудь существенной проблемы для данного пласта, как следует из каротажных диаграмм. Кроме того, сопротивление большого зонда позволяет получить хорошую оценку величины  $R_r$ .

### Упражнение 4.2. Получение J-функции на основе данных каротажа

Было сделано предположение, что  $S_{wirr} = 0,05$ . Построим кросс-плот  $S_{wr}$  (по данным ГИС) к  $J$ :



Получаем  $a = 0,354$ ;  $b = 0,458$ . Полная функция выглядит следующим образом:

$$S_w = 0,05 + 0,354 \times J^{-0,458};$$

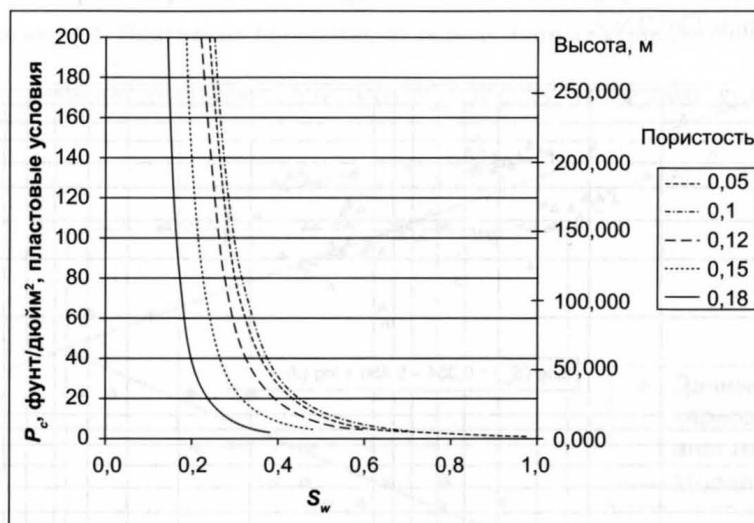
$$J = (1,02 - 0,85) \times 0,433 \times 3,281 \times (h) \times \sqrt{(k/\phi)/26};$$

$$h = (646 - \text{глубина}),$$

где  $h$  — в м;  
 $k$  — в мД;  
 $\phi$  — в долях единицы.

Между функциями, полученными на основе данных керна и каротажных данных, практически нет никакой разницы, поэтому неважно, какие из данных реально используются. Я бы, тем не менее, рекомендовал пользоваться функцией, полученной на основе данных кернового анализа, поскольку ее проще обновлять в случае появления дополнительных данных исследования керна.

Ниже показаны некоторые характерные кривые «насыщенность — высота» для определенного диапазона значений пористости:



## ГЛАВА 5. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ

### Упражнение 5.1. Анализ характеристик глинистого песчаника

Соотношение для  $BQ_v$  выглядит следующим образом:



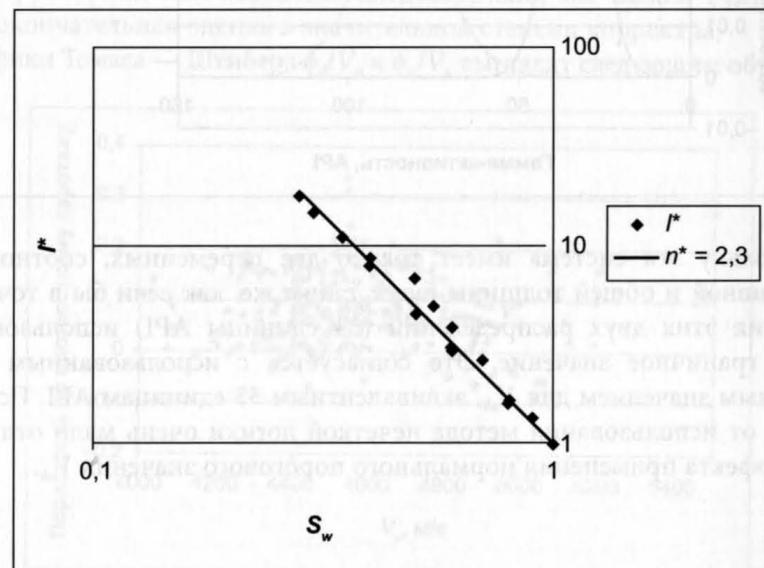
$$BQ_v = (0,18 - \phi) / (0,02 \times \phi).$$

Использование этой функции для преобразования значений  $F$  в  $F^*$  по данным керна позволяет получить соответствующую величину показателя  $m^*$ :



$$m^* = 2,2.$$

Аналогично, преобразование  $I$  в  $I^*$  позволяет получить показатель  $n^*$ :



$$n^* = 2,3.$$

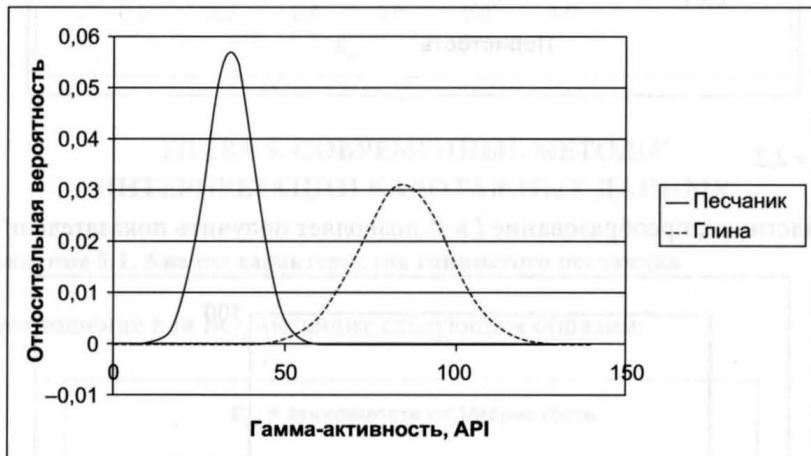
Результаты интерпретации (способ Ваксмана — Смита):

Зона	Кровля пласта, м	Подошва пласта, м	Общая толщина пласта, м	Эффективная толщина пласта, м	Средняя пористость	$S_w$
Зона 2	622,5	646	23,5	21,5	0,105	0,480

Использование метода Ваксмана — Смита приводит к увеличению коэффициента нефтенасыщенности по сравнению с оценкой, основанной на методе Арчи (+8%), но этот эффект невелик. Для определения параметра STOIP рекомендуется, однако, использовать J-функцию, полученную на основе данных керна.

#### Упражнение 5.2. Применение нечеткой логики

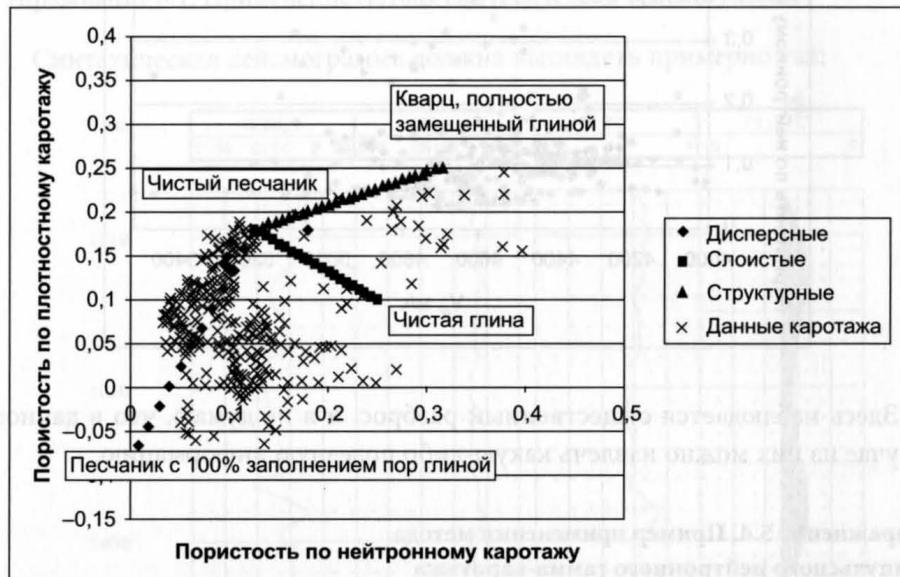
Распределения таковы:



Поскольку эта система имеет только две переменных, соотношение эффективной и общей толщины будет таким же, как если бы в точке пересечения этих двух распределений (54 единицы API) использовалось единое граничное значение. Это согласуется с использованным ранее граничным значением для  $V_{sh}$ , эквивалентным 55 единицам API. Поэтому эффект от использования метода нечеткой логики очень мало отличается от эффекта применения нормального порогового значения  $V_{sh}$ .

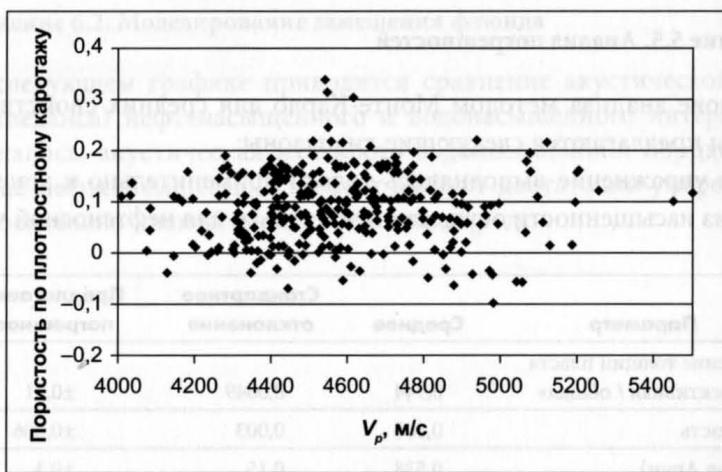
### Упражнение 5.3. Тонкие прослои

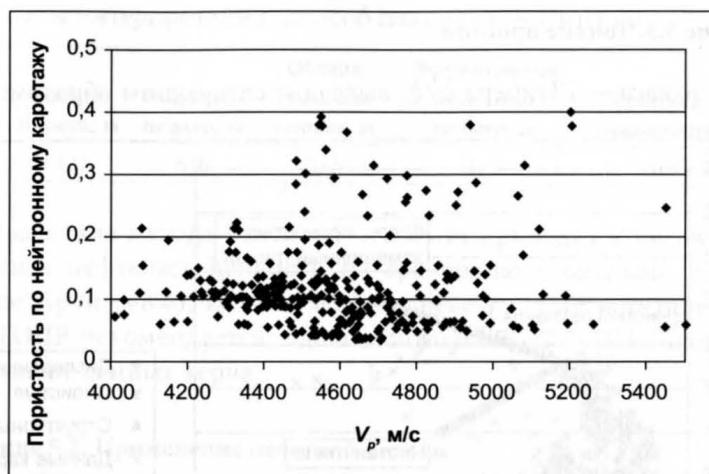
График Томаса — Штибера  $\phi_d/\phi_n$  выглядит следующим образом:



Этот график показывает, что глина в основном дисперсная и не является структурной или слоистой. Следовательно, мы можем считать, что наша окончательная оценка в значительной степени корректна.

Графики Томаса — Штибера  $\phi_d/V_p$  и  $\phi_n/V_p$  выглядят следующим образом:





Здесь наблюдается существенный разброс, и я не думаю, что в данном случае из них можно извлечь какую-либо полезную информацию.

#### Упражнение 5.4. Пример применения метода импульсного нейтронного гамма-каротажа

$$S_w = 0,28.$$

Если  $\Sigma_{shale}$  увеличить до 30, значение  $S_w$  становится равным 0,20. Если его снизить до 20, то  $S_w$  возрастает до 0,35. Поэтому неопределенность  $S_w$ , возникающая из-за неопределенности  $\Sigma_{shale}$ , составляет  $-0,08$ .

#### Упражнение 5.5. Анализ погрешностей

На основе анализа методом Монте-Карло для средних свойств данной скважины предлагаются следующие диапазоны:

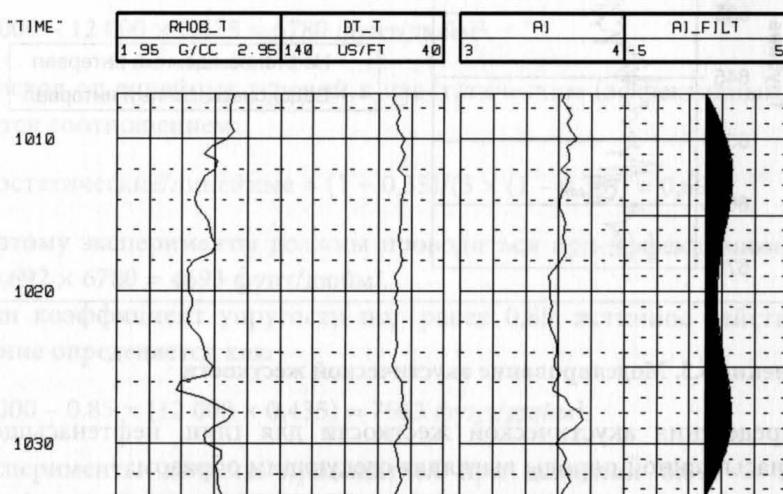
Данное упражнение выполнялось только применительно к зоне 2, причем анализ насыщенности осуществлялся только для нефтеносной части.

Параметр	Среднее	Стандартное отклонение	Предлагаемая погрешность
Отношение толщин пласта «эффективная / общая»	0,944	0,0049	$\pm 0,01$
Пористость	0,108	0,003	$\pm 0,006$
$S_w$ (метод Арчи)	0,538	0,15	$\pm 0,3$
			$\pm 0,03$
$S_w$ (капиллярная кривая)	0,532	0,014	

## ГЛАВА 6. ИНТЕГРАЦИЯ ГИС С МЕТОДАМИ СЕЙСМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

### Упражнение 6.1. Применение метода синтетической сейсмограммы

Синтетическая сейсмограмма должна выглядеть примерно так:

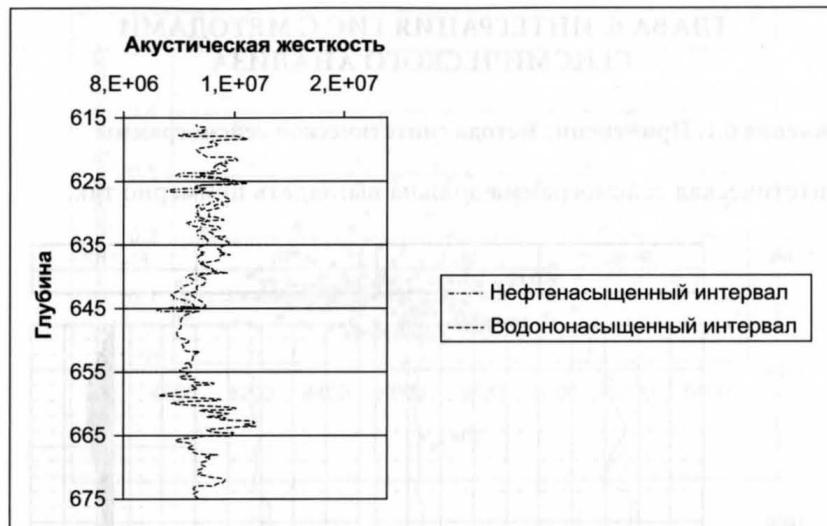


Влияния ВНК на регистрируемые параметры не отмечается.

Заметим, что на данном месторождении акустические сигналы от песчаников и глин различаются очень слабо.

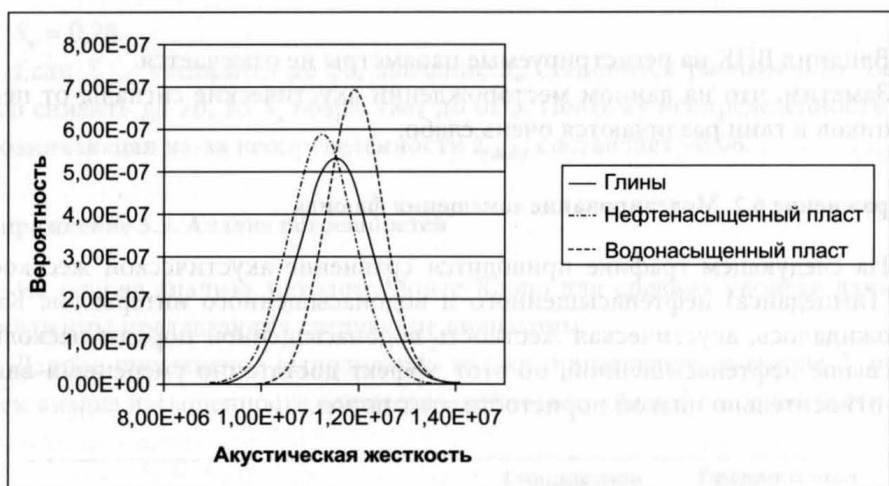
### Упражнение 6.2. Моделирование замещения флюида

На следующем графике приводится сравнение акустической жесткости (импеданса) нефтенасыщенного и водонасыщенного интервалов. Как и ожидалось, акустическая жесткость водонасыщенной породы несколько выше нефтенасыщенной, но этот эффект достаточно умеренный ввиду относительно низкой пористости этих пород.



### Упражнение 6.3. Моделирование акустической жесткости

Распределения акустической жесткости для глин, нефтенасыщенной и водонасыщенной породы выглядят следующим образом:



Независимо от заполняющего поры флюида между значениями акустической жесткости для глин и песчаников нет фактически никакого различия. Видно, что если водонасыщенные песчаники и можно как-то отличить от глины (если пренебречь эффектами разрешения), то распределение, относящееся к нефтенасыщенному пласту, перекрывается распределением для глины.

## ГЛАВА 7. ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С МЕХАНИКОЙ ПОРОД

### Упражнение 7.1. Определение эффективного давления

Если пренебречь коэффициентом упругости пор, то линейное напряжение должно составлять:

$$12\,000 - 12\,000 \times 0,435 = 6780 \text{ фунт/дюйм}^2.$$

Переход от линейных условий к изостатическим (эффективным) определяется соотношением:

$$\text{Изостатические/линейные} = (1 + 0,35)/(3 \times (1 - 0,35)) = 0,692.$$

Поэтому эксперименты должны проводиться при эффективном давлении  $0,692 \times 6780 = 4693 \text{ фунт/дюйм}^2$ .

Если коэффициент упругости пор равен 0,85, истинное действующее давление определяется как:

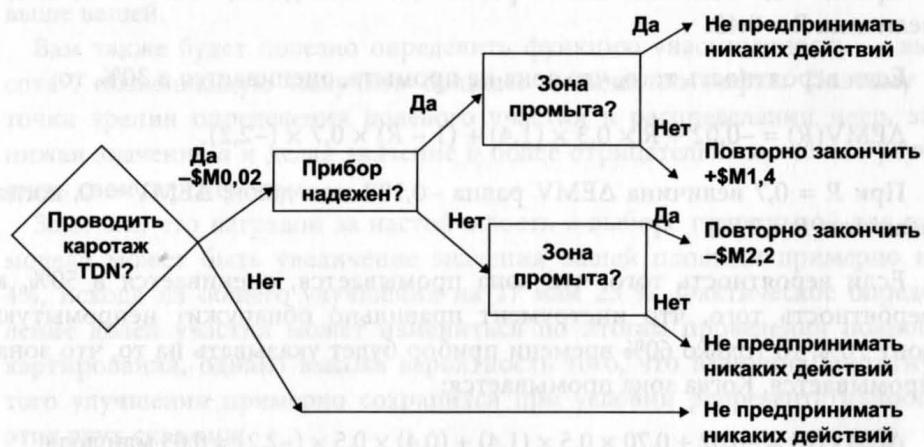
$$12\,000 - 0,85 \times (12\,000 \times 0,435) = 7563 \text{ фунт/дюйм}^2.$$

Эксперименты должны проводиться при давлении  $0,692 \times 7563 = 5234 \text{ фунт/дюйм}^2$ .

## ГЛАВА 8. ЦЕННОСТЬ ИНФОРМАЦИИ

### Упражнение 8.1. Анализ дерева ошибок

Для установления EMV работающего прибора нужно использовать следующее дерево ошибок:



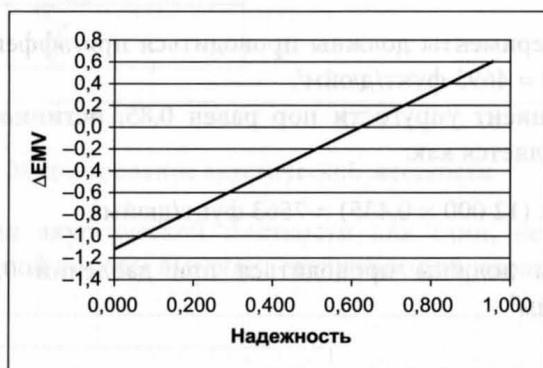
$\Delta EMV$  (в млн. долларов США) определяется, как:

$$\Delta EMV = -0,02 + 0,7 \times 0,5 \times [20 \times (180\ 000 - 60\ 000) - 1] + 0,3 \times 0,5 \times [20 \times (-60\ 000) - 1] = 0,14 \text{ млн долл.}$$

Величина  $\Delta EMV$ , выраженная через надежность  $R$ , определяется, как:

$$\Delta EMV(R) = -0,02 + R \times 0,5 \times (1,4) + (1 - R) \times 0,5 \times (-2,2).$$

При  $R = 0,62$  параметр EMV принимает нулевое значение. Так что, если прибор не будет обеспечивать правильных показаний по крайней мере в течение 62% времени его эксплуатации, его использование нецелесообразно.



Если вероятность того, что зона не промыта, оценивается в 70%, величина  $\Delta EMV$  будет равна:

$$\Delta EMV(R) = -0,02 + R \times 0,7 \times (1,4) + (1 - R) \times 0,3 \times (-2,2).$$

При  $R = 0,7$  величина  $\Delta EMV$  равна 0,468 млн долл.;  $\Delta EMV = 0$ , когда величина  $R = 0,42$ .

Если вероятность того, что зона не промыта, оценивается в 30%, то:

$$\Delta EMV(R) = -0,02 + R \times 0,3 \times (1,4) + (1 - R) \times 0,7 \times (-2,2).$$

При  $R = 0,7$  величина  $\Delta EMV$  равна -0,188 млн долл.;  $\Delta EMV = 0$ , когда величина  $R = 0,80$ .

Если вероятность того, что зона промывается, оценивается в 50%, а вероятность того, что инструмент правильно обнаружит непромытую зону 70%, то только 60% времени прибор будет указывать на то, что зона промывается. Когда зона промывается:

$$\Delta EMV(R) = -0,02 + 0,70 \times 0,5 \times (1,4) + (0,4) \times 0,5 \times (-2,2) = 0,03 \text{ млн долл.}$$

## ГЛАВА 9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОЛЕВОГО УЧАСТИЯ КОМПАНИЙ В РАЗДЕЛЕ НЕДР

### Упражнение 9.1. Оптимизация долевого участия компании

Отметим тот факт, что в скважине test 2 качество нефтенасыщенного пласта существенно выше, чем в скважине test 1. Она также направлена вверх по восстанию пласта и не встречает ВНК.

Вы, очевидно, предпочли бы максимизировать свою долю участия, если бы ее определение осуществлялось на основе данных по суммарному объему (GBV) или объему пор (NPV). Однако у вас нет для этого технических аргументов, так что следует ожидать использования как основы параметра эффективное поровое пространство (HCPV). Поскольку ни в одной из скважин нет газа, в этом примере не используется объемный коэффициент газа.

Бурение скважины test 2 проводилось с применением раствора на нефтяной основе, и оказалось, что индукционный каротаж дает нереально высокие значения  $R_s$ , приводящие, в свою очередь, к очень низкой водонасыщенности при использовании метода Арчи.

Упирая на этот факт, вам, определенно, следует настаивать на применении для оценки насыщенности модели «насыщенность — высота».

В рамках диапазона возможных разумных граничных значений  $V_{sh}$  (Сгл) зависимость между граничным значением  $V_{sh}$  и долевым участием отсутствует. Бряд ли это вызовет удивление, поскольку параметры пласта хорошо известны.

Увеличение плотности скелета породы и флюида, имеющее эффект увеличения пористости, играет вам на руку. Это связано с тем, что нефтяная компания, работающая со скважиной test 2, получает пропорционально меньшую долю, несмотря на то, что пористость ее части пласта выше вашей.

Вам также будет полезно определить функцию «насыщенность — высота», позволяющую получить большее количество нефти. Поэтому с точки зрения определения долевого участия в распределении недр, занижая значение  $a$  и делая значение  $b$  более отрицательным, можно улучшить свои перспективы.

Заметим, что наградой за настойчивость в выборе правильной для вас модели может быть увеличение значения вашей площади примерно на 4%, исходя из общего улучшения на 17 или 23 %. Фактическое определение долей участия может измениться по итогам проведения полного картирования, однако высока вероятность того, что величина достигнутого улучшения примерно сохранится при условии репрезентативности этих двух скважин.

Параметр	Значение	Доля участия	Значение	Доля участия
$V_{shco}$	0,4	0,199	0,6	0,199
Плотность матрицы	2,65	0,191	2,67	0,206
Плотность флюида	0,75	0,194	0,95	0,204
$A$	0,4	0,211	0,5	0,185
$B$	-0,25	0,206	-0,35	0,192

Базовый сценарий:

Доля участия	Скважина test1	Скважина test2
GBV	0,394	0,606
NPV	0,283	0,717
HCPV <sub>arch</sub>	0,167	0,833
HCPV <sub>cap</sub>	0,199	0,801

## ГЛАВА 10. ПЕТРОФИЗИКА И ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ

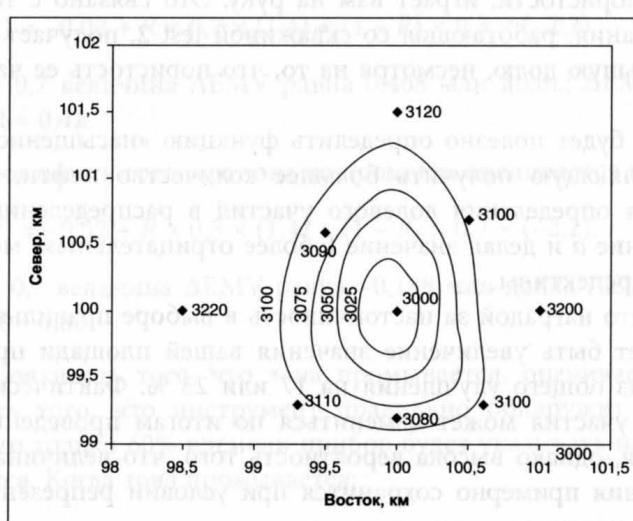
### Упражнение 10.1. Определение угла падения пласта

$$\operatorname{tg}(\alpha) = (100)/(25\,000 \times 0,004) = 0,1;$$

$\alpha = 5,7$  градуса.

### Упражнение 10.2. Построение графика «площадь-глубина»

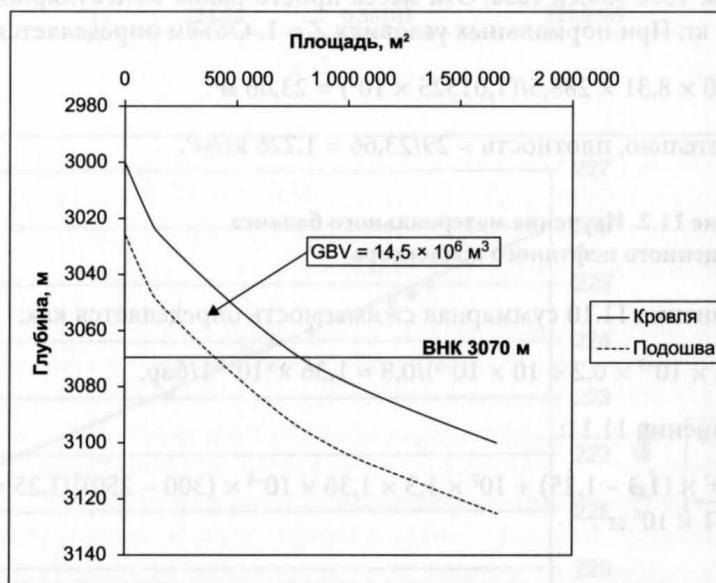
Карта должна выглядеть примерно следующим образом:



Исходя из нее, можно получить следующее соответствие площадей и глубин:

Глубина	Площадь, м <sup>2</sup>
3000	0
3025	152 305
3050	484 606
3075	896 907
3100	1 661 509

Нанесение этих данных на график вместе с подошвой пласта дает:



Используя площадь над ВНК, получаем значение  $GBV = 14,5 \times 10^6 \text{ м}^3$ .

$$NPV = GBV \times \text{пористость} = 0,2 \times 14,5 \times 10^6 = 2,91 \times 10^6 \text{ м}^3;$$

$$STOIP = 2,91 \times 10^6 \times (0,8)/1,3 = 1,79 \times 10^6 \text{ м}^3 (= 11,26 \text{ млн брл нефти при н. у.}).$$

Чтобы учесть изменение насыщенности, верхняя часть пласта должна обрабатываться отдельно от нижней, после чего результаты должны быть просуммированы. При этом результаты получаются следующими:

$$GBV_1 = 8,06 \times 10^6 \text{ м}^3 (0—25 \text{ м над контактом});$$

$$GBV_2 = 6,44 \times 10^6 \text{ м}^3 (\text{от } 25 \text{ м и выше});$$

$$STOIP = (0,2/1,3) \times (8,06 \times 10^6 \times 0,7 + 6,44 \times 10^6 \times 0,9) = 1,76 \times 10^6 \text{ м}^3 (= 11,07 \text{ млн брл нефти при н. у.}).$$

Это значение ниже, чем то, которое получается, когда используется единое значение насыщенности, поскольку вблизи контакта объем пород больше, чем в своде структуры. Здесь мы имеем хорошую иллюстрацию того, почему так важно использовать кривую «насыщенность — высота».

## ГЛАВА 11. ПЕТРОФИЗИКА И ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### Упражнение 11.1. Определение плотности воздуха

Чтобы решить эту задачу, используем уравнение 11.3 и вычислим массу и объем 1000 молей газа. Эта масса просто равна молекулярному весу, то есть 29 кг. При нормальных условиях  $Z = 1$ . Объем определяется как:

$$V = 1000 \times 8,31 \times 288,5 / (1,01325 \times 10^5) = 23,66 \text{ м}^3.$$

$$\text{Следовательно, плотность} = 29 / 23,66 = 1,226 \text{ кг/м}^3.$$

### Упражнение 11.2. Изучение материального баланса недонасыщенного нефтяного коллектора

Из уравнения 11.10 суммарная сжимаемость определяется как:

$$C = (4,4 \times 10^{-5} \times 0,2 + 10 \times 10^{-5}) / 0,8 = 1,36 \times 10^{-4} \text{ 1/бар.}$$

Из уравнения 11.11:

$$N_p = [10^7 \times (1,3 - 1,25) + 10^7 \times 1,3 \times 1,36 \times 10^{-4} \times (300 - 250)] / 1,25 = \\ = 4,71 \times 10^5 \text{ м}^3.$$

### Упражнение 11.3: Радиальный поток пластового флюида

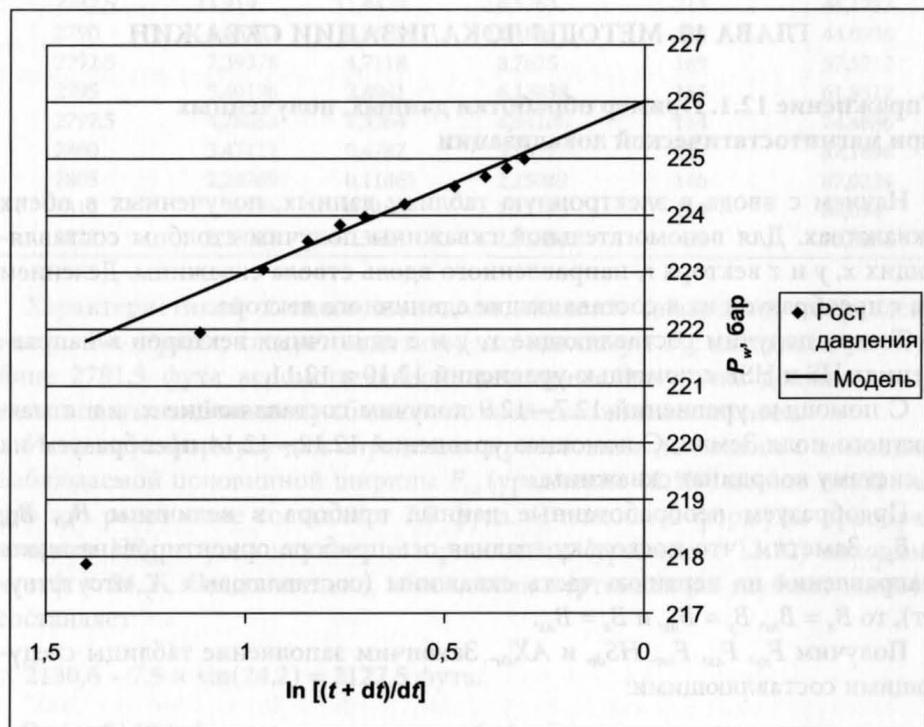
Просто проведите вычисления по формуле 11.19, предварительно убедившись в правильности используемых размерностей. Следовательно:

$$\kappa = \phi \times \mu \times C/k = 0,2 \times (10 \times 10^{-3}) \times (2 \times 10^{-4} \times 10^{-5}) / (0,3 \times 10^{-12}) = 13,3; \\ t = r^2 \times (1/4) \times \gamma \times \kappa \times \exp(4 \times \pi \times k \times h \times \Delta P / (Q \times \mu)) = (0,15)^2 \times (1/4) \times \\ \times (1,781) \times (13,3) \times \exp[(4 \times 3,14 \times 0,3 \times 10^{-12} \times 30) \times (30 \times 10^5) / (200 / \\ (24 \times 60 \times 60) \times 10 \times 10^{-3})] = 306\,934 \text{ с} (3,56 \text{ сут}).$$

### Упражнение 11.4. Метод Хорнера

Начнем с составления таблицы и построения графика зависимости  $P_w$  от  $\ln[(t + \Delta t) / \Delta t]$ .

Время, Давление,			Модель
ч	бар	$\ln[(24 + dt)/dt]$	$[y = 226 - 3 \times (x)]$
0	205,32	0	226
0,5	217,89	1,39794	221,8062
1	221,95	1,113943	222,6582
1,5	223,05	0,954243	223,1373
2	223,53	0,845098	223,4647
2,5	223,81	0,763428	223,7097
3	223,96	0,69897	223,9031
4	224,2	0,60206	224,1938
6	224,48	0,477121	224,5686
8	224,68	0,39794	224,8062
10	224,82	0,342423	224,9727
12	224,96	0,30103	225,0969



Подбор прямой линии, проходящей через точки, соответствующие переходному режиму, позволяет получить следующее уравнение:

$$P_w = 22 - 3,0 \times (\ln[(24 + T)/T]).$$

Эта оценка показывает, что начальное давление в коллекторе будет составлять 226 бар. Используя уравнение 11.30, можно оценить произведение  $k \times h$ :

$L_1$  может быть принято равным 0 при давлении  $P_1 = 226$  бар.

$L_2$  может быть принято равным 1 при давлении  $P_2 = 223$  бар.

Следовательно:

$$\begin{aligned} k \times h &= (1/2) \times Q \times \mu \times (L_1 - L_2) / [2 \times \pi \times (P_2 - P_1)] = \\ &= (1/2) \times 200 / (24 \times 60 \times 60) \times 1,2 \times 1 \times 10^{-3} \times (-1) / [2 \times 3,14 \times -3 \times 10^5] = \\ &= 3,686 \times 10^{-13} \text{ м}^2. \end{aligned}$$

Отсюда  $k = 36,86$  мД.

## ГЛАВА 12. МЕТОДЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ СКВАЖИН

### Упражнение 12.1. Пример обработки данных, полученных при магнитостатической локализации

Начнем с ввода в электронную таблицу данных, полученных в обеих скважинах. Для вспомогательной скважины получим столбцы составляющих  $x$ ,  $y$  и  $z$  вектора  $r$ , направленного вдоль ствола скважины. Делением на  $r$  преобразуем их в составляющие единичного вектора.

Теперь получим составляющие  $x$ ,  $y$  и  $z$  единичных векторов в направлениях HS и HSR с помощью уравнений 12.10 и 12.11.

С помощью уравнений 12.7—12.9 получим составляющие  $x$ ,  $y$  и  $z$  магнитного поля Земли. С помощью уравнений 12.12—12.14 преобразуем их в систему координат скважины.

Преобразуем необработанные данные прибора в величины  $B_{hs}$ ,  $B_{hsr}$  и  $B_{ax}$ . Заметим, что поскольку главная ось прибора ориентирована вдоль направления на верхнюю часть скважины (составляющая  $A_y$  отсутствует), то  $B_x = B_{hs}$ ,  $B_y = B_{hsr}$  и  $B_z = B_{ax}$ .

Получим  $F_{xy}$ ,  $F_{ax}$ ,  $F_{top}$ ,  $HS_{dir}$  и  $AX_{dir}$ . Закончим заполнение таблицы следующими составляющими:

<b>Измеренная глубина, м</b>	<b><math>F_{xyr}</math> мТ</b>	<b><math>F_{axr}</math> мТ</b>	<b><math>F_{totr}</math> мТ</b>	<b><math>HS_{dirr}</math> град</b>	<b><math>AX_{dirr}</math> град</b>
2700	0,62784	-0,00412	0,62785	349	90,4218
2710	0,77294	0,03687	0,77382	307	87,3133
2720	0,42301	0,14493	0,44715	311	71,1238
2730	0,50055	-0,11071	0,51265	140	102,524
2740	0,5019	-0,0754	0,50753	164	98,5936
2750	0,33035	-0,4646	0,57007	341	144,659
2760	0,54611	-1,8051	1,8859	274	163,25
2765	0,99398	-3,041	3,19932	271	161,982
2770	2,83984	-5,5069	6,19602	243	152,798
2772,5	6,2726	-6,72687	9,19762	245	137,071
2775	11,1798	-7,94685	13,7164	241	125,47
2777,5	17,907	-6,11682	18,9229	243	108,915
2780	23,7569	0,5832	23,7641	241	88,6387
2782,5	23,9532	6,64478	24,8577	241	74,5334
2785	18,1464	12,3364	21,9426	233	55,8195
2787,5	11,919	11,4479	16,5263	213	46,1783
2790	8,68332	8,9695	12,4841	188	44,0936
2792,5	7,39378	4,7118	8,7675	169	57,5212
2795	5,40196	2,8941	6,12838	165	61,8512
2797,5	4,76053	1,3264	4,94186	164	74,4686
2800	3,47112	0,4787	3,50397	159	82,1896
2805	2,24769	0,11865	2,25082	146	87,0224
2810	1,71776	0,1186	1,72185	133	86,094
2820	2,33087	-0,3621	2,35883	39	98,8804

Характеристикой южного монополя является диаграмма направленности. Во-первых, следует отметить, что максимум  $F_{tot}$  находится на глубине 2781,5 фута вспомогательной скважины. Это точка должна соответствовать наибольшему сближению этой скважины и полюса.

Используя формулу для определения расстояния до полюса с помощью наблюдаемой половинной ширины  $F_{tot}$  (уравнение 12.18), можно показать, что это расстояние составляет 7,5 фута. С помощью формулы преобразования  $HS_{dir}$  в угол наклона к горизонтали (уравнение 12.22) находим, что  $\phi = 24,2^\circ$ . Следовательно, абсолютная вертикальная глубина полюса составляет:

$$2130,6 - 7,5 \times \sin(24,2) = 2127,5 \text{ фута.}$$

Здесь 2130,6 фута представляют собой абсолютную вертикальную глубину, соответствующую 2781,5 футов измеренной глубины вспомогательной скважины. Магнитный поток можно получить по формуле:

$$F_{tot} = P/(4 \times \pi \times x^2).$$

При  $F_{tot} = 25,6 \mu\text{T}$  и  $x = 7,5$  фута получаем  $P = 1681 \mu\text{Вб.}$

Поле, создаваемое таким монополем, может моделироваться и сравниваться с результатами измерений. Для этого составим электронную таблицу следующим образом:

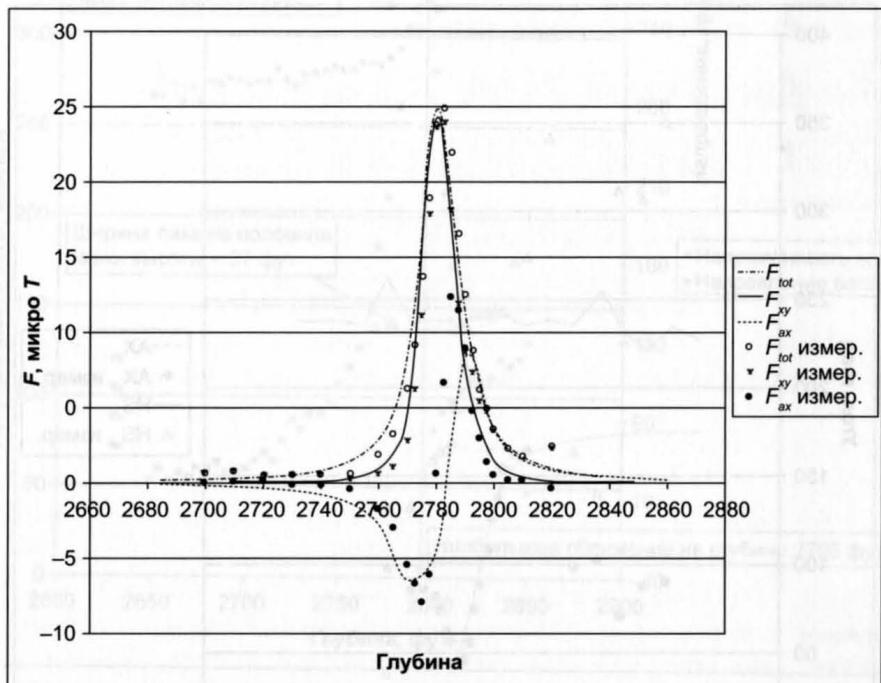
Для всех точек, где производились замеры, смоделируем поле в системе координат скважины.

Определим составляющие  $x$ ,  $y$  и  $z$  единичных векторов в направлениях HS, HSR и RVEC. Чтобы найти  $F_{hs}$ ,  $F_{hsr}$  и  $F_{ax}$  вычислим  $\underline{F}_{HS} \wedge$ ,  $\underline{F}_{HSR} \wedge$  и  $\underline{F}_{RVEC} \wedge$ . На основе полученных величин вычислим  $AX_{dir}$  и  $HS_{dir}$ .

Совместим друг с другом данные модели и данные измерений. Сначала они довольно плохо соответствуют друг другу. Вследствие природы траекторий скважины (вспомогательная скважина проходит справа от целевой с севера на юг с наклоном  $\sim 50^\circ$ ) пики могут быть выровнены путем перемещения целевой скважины на север или на юг. Высота пики может быть скорректирована путем перемещения целевой скважины на запад или на восток. Путем ручной подгонки предполагаемого местоположения полюса методом проб и ошибок находим, что наилучшее соответствие достигается путем перемещения целевой скважины на 1,5 фута на запад и 8,5 футов на север. После смещения целевой скважины заполним таблицу следующими значениями составляющих:

Глубина (измерен- ная), м	TVD – (абс. глуби- на), м	$F_{hs}$	$F_{hsr}$	$F_{ax}$	$F_{tot}$	$F_{xy}$	$AX_{dir}$	$HS_{dir}$
2685,00	2073,40	-0,01	-0,01	-0,16	0,16	0,01	175,14	227,71
2697,00	2080,70	-0,01	-0,02	-0,20	0,20	0,02	174,77	234,06
2707,00	2086,70	-0,02	-0,01	-0,26	0,26	0,02	175,29	220,24
2717,00	2092,70	-0,03	-0,03	-0,35	0,35	0,04	173,16	230,48
2727,00	2098,70	-0,02	-0,06	-0,48	0,49	0,06	172,93	254,70
2740,00	2105,70	-0,08	-0,11	-0,80	0,81	0,14	170,54	234,72
2750,00	2111,70	-0,16	-0,26	-1,35	1,39	0,30	167,40	238,53
2760,00	2117,60	-0,52	-0,75	-2,67	2,82	0,91	161,22	235,38
2770,00	2123,70	-2,13	-3,83	-6,52	7,85	4,38	146,16	240,89
2780,00	2129,70	-12,92	-20,63	-4,66	24,78	24,34	100,88	237,97
2790,00	2135,80	-3,93	-6,29	8,35	11,17	7,42	41,63	238,02
2800,00	2141,90	-0,76	-1,19	3,32	3,61	1,41	22,95	237,43
2810,00	2148,00	-0,22	-0,35	1,60	1,65	0,42	14,63	238,16
2820,00	2154,10	-0,02	-0,15	0,92	0,93	0,15	9,38	262,97
2830,00	2161,20	-0,05	-0,07	0,58	0,58	0,09	8,99	234,87
2840,00	2167,30	-0,03	-0,05	0,40	0,41	0,06	7,91	237,10
2850,00	2173,50	-0,02	-0,03	0,30	0,30	0,03	6,10	237,94
2860,00	2179,70	-0,01	-0,02	0,23	0,23	0,02	5,33	237,96

Составляющие магнитного поля должны выглядеть следующим образом:



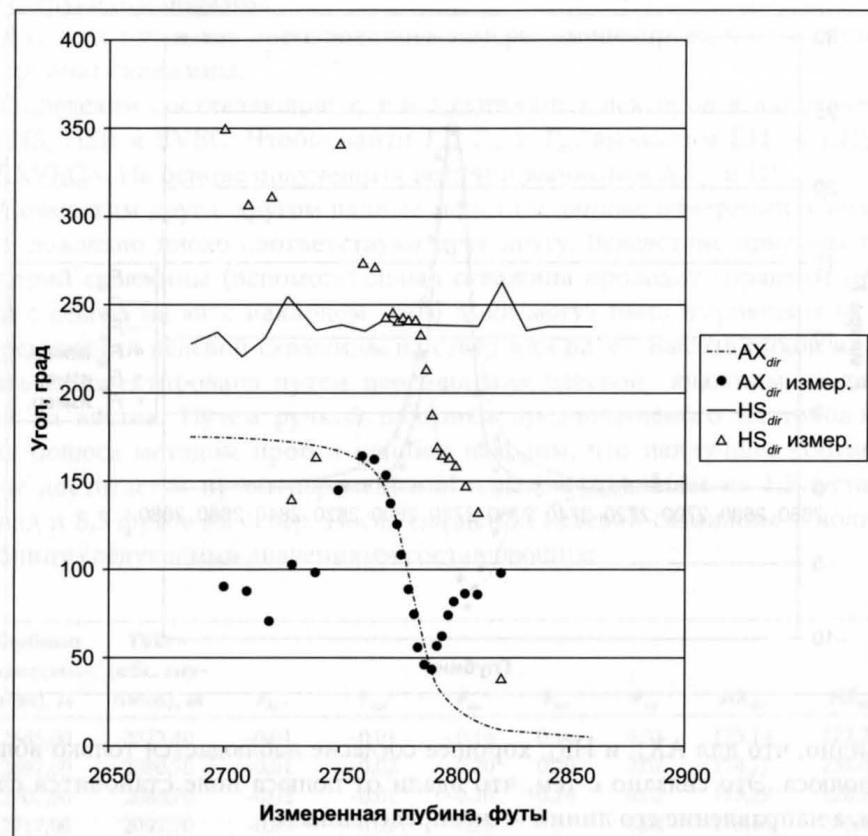
Видно, что для  $A_{dir}$  и  $H_{S_{dir}}$  хорошее согласие наблюдается только вблизи полюса. Это связано с тем, что вдали от полюса поле становится слабым, а направление его линий — неопределенным.

Асимметричное поведение поля на глубине ниже отметки 2781,5 фута может быть приписано влиянию второго, более слабого полюса, вдоль оси целевой скважины. Степень соответствия может улучшить добавление в целевой скважине на глубине 2147,5 фута второго, северного, полюса с магнитным потоком 1000  $\mu$ Вб.

Используя гравиметрические данные, можно убедиться, что отходящий угол скважины

$$\theta = \arctan \left[ \left( 8,5 / 17 \right) \times \left( 1 / 3,281 \right) / 3 \right] = 6,2^\circ$$

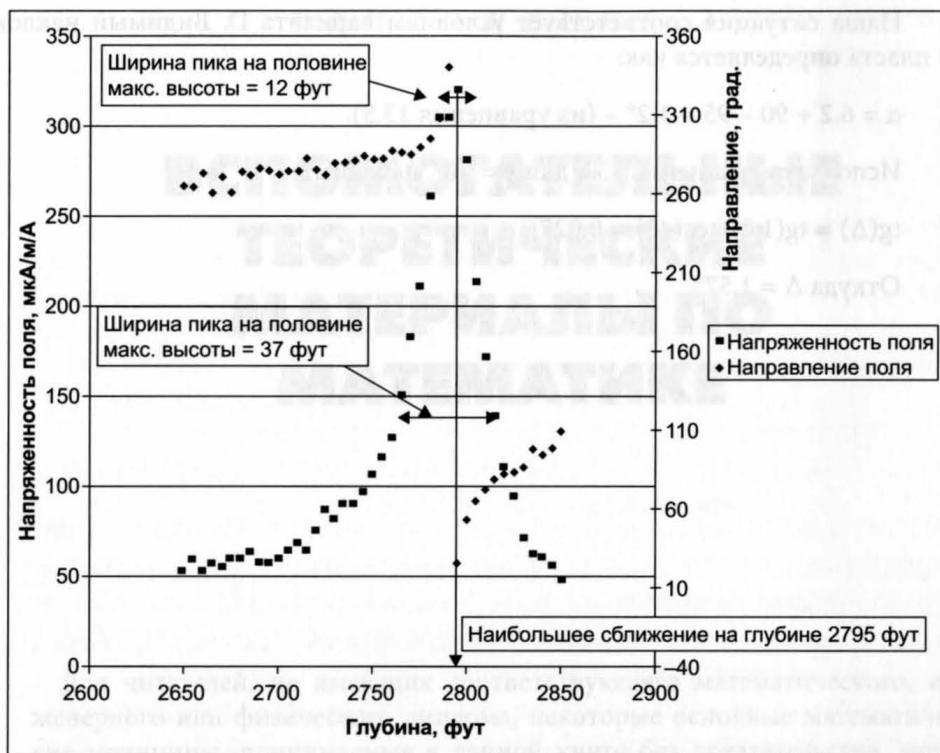
### Упражнение 12.2. Интерпретация данных, полученных методом электромагнитной локализации



Из графика  $\text{HS}_{dir}$  и  $\text{H}$  в зависимости от глубины видно, что точка наибольшего сближения находится на измеренной глубине 2795 футов.

Ширина кривой  $\text{HS}_{dir}$  в диапазоне от  $-45^\circ$  до  $+45^\circ$  дает  $\Delta = 12$  футов. Следовательно, исходя из уравнения 12.33, получим  $D = 12/2 \times \operatorname{tg}(50^\circ) = 7,1$  фута.

Взяв ширину на половине максимальной высоты кривой напряженности магнитного поля и вычитая фоновый сигнал  $52 \mu\text{A}/\text{м}/\text{A}$ , получаем  $\Delta = 37$  футов. Из уравнения 12.34 получаем расстояние 5,0 футов.



Эту разницу объяснить нельзя, хотя она может быть обусловлена суммарной погрешностью измерений приборов, шума, анизотропии и колебаний тока в целевой скважине. Поскольку большинство этих факторов влияют на оба магнитометра переменного тока в равной степени, можно предположить, что из двух рассмотренных вариантов диапазон, определенный на основе анализа  $H_{S_{dir}}$ , является более точным.

## ГЛАВА 13. ИССЛЕДОВАНИЯ И ГЕОНАВИГАЦИЯ В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

### Упражнение 13.1. Определение наклона пласта на основе диаграмм, полученных со смещением датчиков по высоте

Используя уравнение 13.1, можно убедиться, что относительный наклон составляет:

$$\theta = \arctg [(8,5/12) \times (1/3,281)/2] = 6,2^\circ.$$

Наша ситуация соответствует условиям варианта Д. Видимый наклон пласта определяется как:

$$\alpha = 6,2 + 90 - 95 = 1,2^\circ \text{ -- (из уравнения 13.5).}$$

Используя уравнение 13.6 для  $\gamma = 40^\circ$ , находим:

$$\operatorname{tg}(\Delta) = \operatorname{tg}(1,2)/\cos(40) = 0,027.$$

Откуда  $\Delta = 1,57^\circ$ .

# ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ПО МАТЕМАТИКЕ

Для читателей, не имеющих соответствующего математического, инженерного или физического диплома, некоторые основные математические принципы, принимаемые в данной книге без доказательства, могут оказаться сложными для понимания. Настоящее приложение предназначено для более полного объяснения некоторых теоретических выводов, используемых в предшествующих главах.

## A4.1. ИНТЕГРАЛЬНОЕ И ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЕ ИСЧИСЛЕНИЕ

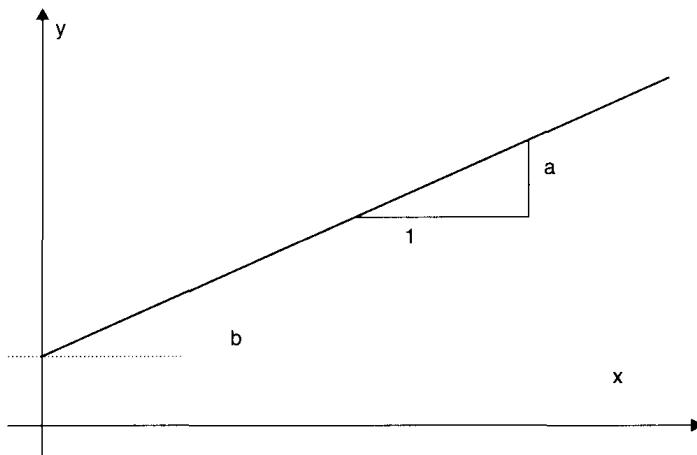
Дифференцирование — это определение градиента функции по одной из входящих в нее переменных. Начнем с рассмотрения следующей функции:

$$y = a \times x + b.$$

Это уравнение прямой, имеющей градиент  $a$  и пересекающей ось  $y$  в точке  $b$ .

Дифференциал  $y$  по переменной  $x$  является функцией, описывающей скорость изменения  $y$  по мере изменения  $x$ . Он обозначается  $dy/dx$ , где  $d$  представляет собой бесконечно малые приращения  $y$  и  $x$ . Для данной функции:

$$dy/dx = a.$$



**Рис. A4.1.** Уравнение прямой линии

Дифференциалы большинства функций, с которыми приходится сталкиваться инженеру, можно запомнить наизусть или найти в математических справочниках. В таблице А4.1 приводятся основные функции, с которыми во время работы приходится встречаться специалисту.

Возможно также взять дифференциал функции  $dy/dx$ , который в данном случае записывается как  $d^2y/dx^2$  или  $d/dx(dy/dx)$ . В случае если функция зависит более чем от одной переменной, ситуация может быть несколько более сложной. Рассмотрим функцию:

$$t = a \times x + b \times y.$$

Чтобы получить  $dt/dx$ , необходимо также знать, как  $y$  будет изменяться по мере изменения  $x$ , и будет ли меняться вообще. В большинстве инженерных приложений  $x$  и  $y$  могут представлять собой такие параметры, как давление или температура, которые можно контролировать в лабораторных условиях. Когда нужно вывести дифференциал по одной переменной при сохранении остальных переменных неизменными, используют

**Таблица А4.1**

Функция	$dy/dx$
$y = x^n + a$ ( $n \neq 0$ )	$n \times x^{n-1}$
$y = e^x$	$e^x$
$y = \ln(x)$ ( $\ln$ — натуральный логарифм с основанием $e$ )	$1/x$
$y = \sin(x)$ ( $x$ — в радианах = град $\times \pi/180$ )	$\cos(x)$
$y = \cos(x)$ ( $x$ — в радианах = град $\times \pi/180$ )	$-\sin(x)$
$y = \operatorname{tg}(x)$	$\sec^2(x)$ ( $\sec = 1/\cos$ )
$y = a^x$	$a^x \log(a)$

специальное условное обозначение. Так, частный дифференциал функции  $t$  по переменной  $x$  при сохранении постоянной переменной  $y$  обозначается  $dt/dx$  или, иногда,  $dt/dx|_y$ .

Для данной функции  $dt/dx = a$ , постоянные члены при дифференцировании становятся равными нулю.

Интегрирование представляет собой процедуру, противоположную дифференцированию. Тогда как дифференцирование функции одной переменной дает градиент графика зависимости  $y$  от  $x$ , интегрирование функции дает площадь под графиком (от кривой до оси  $y = 0$ ).

Рассмотрим еще раз функцию  $y = a \times x + b$ . Интеграл от  $y$  по переменной  $x$  обозначается как:

$$\int y \, dx = \int (a \times x + b) \, dx = 0,5 \times a \times x^2 + bx + c,$$

где  $c$  — константа, а знак  $\int$ , представляющий собой вытянутую букву S, указывает на то, что суммирование осуществляется по бесконечно малым приращениям  $dx$ . Поскольку интегрирование противоположно дифференцированию:

$$\int (dy/dx) \, dx = y + c.$$

Константа  $c$  появляется вследствие того, что градиент  $(dy/dx)$  не содержит информации о каком-либо фиксированном смещении  $y$  от оси  $y = 0$  (которое исчезает при дифференцировании).

Чтобы определить площадь под графиком зависимости  $y$  от  $x$ , необходимо определить начальную и конечную точки  $x$ . Они указываются над знаком интеграла и под ним. Такой интеграл называется определенным. Как и в случае дифференцирования, большинство инженеров запоминают наиболее часто используемые неопределенные интегралы. Некоторые из них приведены в таблице А4.2.

**Таблица А4.2**

Функция	$\int y \, dx$
$y = x^n + a$ ( $n \neq -1$ )	$(1/n + 1) \times x^{n+1} + a \times x + c$
$y = e^x$	$e^x + c$
$y = \ln(x)$ ( $\ln$ — натуральный логарифм с основанием $e$ )	$x \times (\ln(x) - 1) + c$
$y = 1/x$	$\log(x) + c$
$y = \sin(x)$ ( $x$ — в радианах = град $\times \pi/180$ )	$-\cos(x) + c$
$y = \cos(x)$ ( $x$ — в радианах = град $\times \pi/180$ )	$\sin(x) + c$
$y = \operatorname{tg}(x)$	$-\log(\cos(x)) + c$
$y = a^x$	$a^x / \log(a) + c$

Вычисление определенного интеграла состоит в оценке неопределенного интеграла с последующим получением площади под графиком путем вычитания его значения при начальном  $x$  из значения при конечном  $x$ . Следовательно, в нашем примере интеграл функции  $y = a \times x + b$ , оцененный между точками  $x_1$  и  $x_2$ , равен:

$$\int_{x_1}^{x_2} (a \times x + b) dx = [0,5 \times a \times x^2 + bx + c] = 0,5 \times a \times (x_2^2 - x_1^2) + b \times (x_2 - x_1).$$

Во многих реальных инженерных задачах данные представляются в дискретном виде (например в процессе каротажа используется шаг 0,5 фута) и не могут быть описаны простыми математическими функциями. Такие данные можно подвергать численному дифференцированию или интегрированию, не прибегая к теории интегрального и дифференциального исчисления.

Допустим, необходимо продифференцировать диаграмму гамма-каротажа по глубине. Эта процедура будет заключаться в определении разностей между всеми парами последовательных значений данных по всей диаграмме и делении этих разностей на приращение глубины. Взятие интеграла заключается в сложении последовательных значений данных, умноженных на приращение глубины.

#### A4.2. СПЕКТРАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ (АНАЛИЗ ФУРЬЕ)

Диаграммы каротажа любого типа можно представить в виде сложной смеси косинусоидальных волн, которые, если взять их в правильных пропорциях, будут удовлетворять поведению этих диаграмм.

Эти косинусоидальные функции имеют следующий вид:

$$y_i = A_i \times \cos(2 \times \pi \times x/\lambda_i + \phi_i),$$

где  $A_i$  — амплитуда компонента  $i$ ;

$(1/\lambda_i)$  или  $k_i$  — волновое число компонента  $i$ ;

$\phi_i$  — фаза компонента  $i$ .

Если  $L(x)$  представляет собой полную диаграмму, можно сказать, что:

$$L(x) = \sum y_i.$$

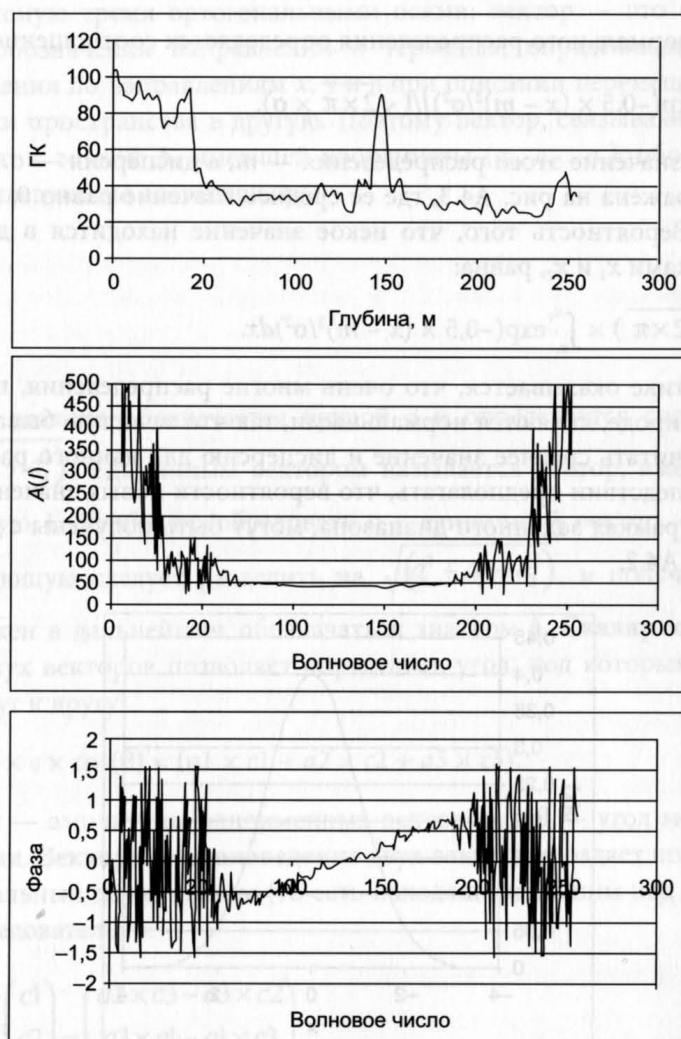
Спектральный анализ – это математическое определение набора  $A_i$  и  $\phi_i$  как функции  $k_i$ . Определение спектров выполняется с помощью компьютерных алгоритмов, которые не являются предметом обсуждения в данной книге.

Используемые  $k_i$  находятся в диапазоне от 0 (соответствует гармонической волне бесконечной длины) до 1/шаг проведения замеров (поскольку

вариации в масштабе, меньшем, чем шаг проведения замеров, в любом случае не могут быть зарегистрированы).

Поэтому отдельная диаграмма может быть разбита на амплитудный и фазовый спектры, определяющие относительные доли и фазу каждой гармонической волны как функции волнового числа, которую нужно включать в суммирование при формировании каротажной диаграммы. Иллюстрацию см. на рис. А4.2.

Когда данные каротажа получены в зависимости от времени, а не глубины, эти спектры являются функцией частоты, а не волнового числа. Если бы каротажные данные представляли собой звуковую волну наподобие



**Рис. А4.2.** Пример спектрального анализа

музыкального фрагмента, амплитудный спектр соответствовал бы частотному составу этой музыки. Изъятие компонентов частотного спектра осуществляется аналогично тому, как это делается с помощью графического эквалайзера в домашнем стерео. **Фильтрация** обычно сводится к манипуляции амплитудным и фазовым спектрами с целью изъятия нежелательных компонентов. Поскольку процесс преобразования является обратимым, из отфильтрованных компонентов может быть составлена новая «диаграмма».

#### A4.3. НОРМАЛЬНОЕ (ГАУССОВО) РАСПРЕДЕЛЕНИЕ

Кривая нормального распределения определяется соотношением:

$$p(x) = [\exp(-0,5 \times (x - m)^2 / \sigma^2)] / (\sqrt{2 \times \pi} \times \sigma). \quad (\text{A4.1})$$

Среднее значение этого распределения —  $m$ , а дисперсия —  $\sigma$ . Эта функция изображена на рис. A4.3, где ее среднее значение равно 0, а дисперсия — 1. Вероятность того, что некое значение находится в диапазоне между точками  $x_1$  и  $x_2$ , равна:

$$p = (2 / \sqrt{2 \times \pi}) \times \int_{x_1}^{x_2} \exp(-0,5 \times (x - m)^2 / \sigma^2) dx. \quad (\text{A4.2})$$

На практике оказывается, что очень многие распределения, встречающиеся в природе, являются нормальными, так что зачастую бывает достаточно рассчитать среднее значение и дисперсию для данного распределения и впоследствии предполагать, что вероятности новых значений, находящихся в рамках заданного диапазона, могут быть получены с помощью уравнения A4.2.

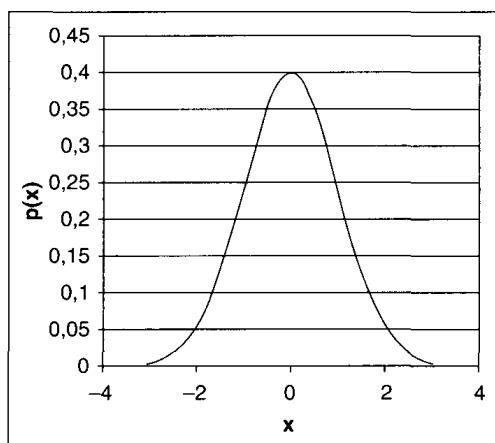


Рис. A4.3. Нормальное распределение

В частности, следует отметить, что 68,3% значений попадает в пределы 1 стандартного отклонения (standard deviation, SD – квадратный корень из дисперсии), 95,4% – в пределы 2 SD и 99,7% – в пределы 3 SD от среднего значения.

#### A4.4. ВЕКТОРНАЯ МЕХАНИКА

Понимание основ векторной механики существенно для оперирования векторными составляющими в системе координат скважины, которое обсуждалось в главе 12. Рассмотрим декартову систему координат, определяемую тремя ортогональными осями: вектор — это фактически способ обозначения направлений в терминах, определяющих степень продвижения по направлениям  $x$ ,  $y$  и  $z$  при описании перемещения из одной точки пространства в другую. Поэтому вектор, связывающий начало координат с точкой А, имеющей координаты  $(a_1, a_2, a_3)$ , обозначается  $\underline{a}$  и имеет следующие составляющие:

$$\begin{pmatrix} a_1 \\ a_2 \\ a_3 \end{pmatrix}$$

Длина вектора обозначается буквой  $a$  и определяется соотношением  $\sqrt{(a_1^2 + a_2^2 + a_3^2)}$ . Единичным вектором называется вектор, имеющий длину, равную 1. Чтобы преобразовать  $\underline{a}$  в единичный вектор, его каждую составляющую следует разделить на  $\sqrt{(a_1^2 + a_2^2 + a_3^2)}$ , и полученный вектор должен в дальнейшем обозначаться значком  $\hat{a}$ . Скалярное произведение двух векторов позволяет определить угол, под которым они находятся друг к другу:

$$\underline{a} \cdot \underline{c} = a \times c \times \cos(\theta) = (a_1 \times c_1 + a_2 \times c_2 + a_3 \times c_3), \quad (\text{A4.3})$$

где  $a$  и  $c$  — амплитуды одноименных векторов, а  $\theta$  — угол между этими векторами. Векторное произведение двух векторов создает новый вектор, ортогональный двум первым (то есть находящийся к ним под прямым углом). Следовательно:

$$\begin{pmatrix} a_1 \\ a_2 \\ a_3 \end{pmatrix} \wedge \begin{pmatrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_2 \times c_3 - a_3 \times c_2 \\ a_3 \times c_1 - a_1 \times c_3 \\ a_1 \times c_2 - a_2 \times c_1 \end{pmatrix}. \quad (\text{A4.4})$$

Вектор, определенный векторами  $\underline{a} \wedge \underline{c}$ , имеет амплитуду  $a \times c \times \sin(q)$ . Направление векторного произведения определяется с помощью правила буравчика вращением от вектора  $\underline{a}$  к вектору  $\underline{c}$ . Следовательно, если вектор  $\underline{a}$  направлен на север, а  $\underline{c}$  — на восток, их векторное произведение будет направлено к Земле. Особым ориентиром при обследовании скважин является то, что векторное произведение единичного вектора силы тяжести и вектора, направленного вдоль ствола скважины, представляет собой горизонтально направленный вектор, повернутый под углом  $90^\circ$  вправо от направления на верхнюю часть скважины в плоскости датчика. Векторное произведение этого вектора и вектора, направленного вдоль ствола скважины, образует вектор, направленный в сторону верхней части скважины.

#### A4.5. ТЕОРИЯ ВЕРОЯТНОСТЕЙ

Для читателя, занимающегося расчетами ценности информации (VOI), полезно ознакомиться с дополнительной информацией по теории вероятности, позволяющей лучше понять концепции EMV и надежности. Часть этой информации разъясняется в настоящем разделе. Предположим, вы открыли нефтяное месторождение. С этим месторождением связано множество неопределенностей. Однако вы создали план разработки месторождения, который намереваетесь воплощать в жизнь, и хотите знать ожидаемую денежную стоимость (EMV) этого плана.

В зависимости от фактической природы месторождения ваш план может быть либо очень хорошим, либо очень плохим, либо находиться где-то между этими двумя крайними оценками. Хотя истинная природа месторождения, очевидно, может иметь бесконечное число различных состояний, допустим, что существует  $N$  возможных состояний, которые более или менее охватывают весь диапазон возможностей.

Для конкретного состояния  $i$  (из  $N$  возможных) план разработки месторождения определяет значение  $NPV(i)$ , являющееся чистой приведенной стоимостью с учетом расходов за весь срок эксплуатации месторождения. Состояние  $i$  с вероятностью  $P(i)$  близко к истинному состоянию месторождения. Очевидным является соотношение:

$$\sum_{i=1}^n P(i) = 1,0. \quad (\text{A4.5})$$

EMV определяется соотношением:

$$EMV = \sum_{i=1}^n (i) \times NPV(i). \quad (\text{A4.6})$$

Некоторые значения  $NPV(i)$  могут быть отрицательными (например, если месторождение оказывается много меньше, чем первоначально ожидалось), а некоторые — большими и положительными (если месторождение оказывается больше, чем ожидалось). Итоговое значение EMV должно быть определено положительным, иначе не имеет смысла приступать к разработке месторождения.

Теперь допустим, что кто-то предлагает скорректировать план разработки месторождения. Например, предлагается расширить программу сбора информации за счет включения в нее импульсного нейтронного гамма-каротажа. Изменение этой программы, конечно, не приведет к изменению  $P(i)$ , но оно изменит параметр  $NPV(i)$ . Будет истрачено больше денег, что уменьшает  $NPV(i)$ , но взамен, если данные оказались надежными и полезными (что может иметь место только для некоторых из возможных состояний месторождения), это приведет к увеличению дохода или снижению других затрат, в результате чего чистый эффект будет выражаться в увеличении  $NPV(i)$ .

Поскольку значение  $NPV(i)$  изменилось, значение EMV изменится на новое —  $EMV'$ . Величина  $\Delta EMV$ , вызванная внесением предложенного изменения, определяется как:

$$\Delta EMV = EMV' - EMV. \quad (A4.7)$$

Важно отметить, что  $\Delta EMV$ , независимо от каких-либо аспектов, касающихся надежности, зависит от всех возможных состояний месторождения, а не только от базового варианта состояния.

Для простоты введения концепции надежности в конкретном примере можно предположить, что месторождение имеет только два возможных состояния —  $S_1$  и  $S_2$ . Тогда величину EMV месторождения можно приблизенно записать, как:

$$EMV = P(S_1) \times NPV(S_1) + P(S_2) \times NPV(S_2). \quad (A4.8)$$

Теперь рассмотрим предложение по изменению плана разработки месторождения (field development plan, FDP). Оно будет включать в себя сбор данных, требующий затрат в размере  $Z$ , причем параметр  $C$  будет принимать значения либо «истина», либо «ложь». Значение параметра  $C$  задает следующие условия:

- Если значение  $C$  — «истина», месторождение, определено, находится в состоянии 1. Если значение  $C$  — «ложь», месторождение определено находится в состоянии 2. Когда известно, в каком состоянии находится месторождение, можно оптимизировать проект разработки месторождения.

2. Если значение  $C$  — «истина», проект может быть оптимизирован, и для месторождения, находящегося в состоянии  $S_1$ , на его основе получена новая величина —  $NPV(S_1 \text{ и } C)$ .
3. Аналогично, если значение  $C$  — «ложно», проект может быть оптимизирован, и для месторождения, находящегося в состоянии 2, на его основе получена новая величина —  $NPV(S_2 \text{ и } C')$ .

Изменение величины EMV определяется из соотношения:

$$\Delta EMV = -Z + P(S_1) \times NPV(S_1 \text{ и } C) + P(S_2) \times NPV(S_2 \text{ и } C') - EMV. \quad (A4.9)$$

Это изменение можно считать целесообразным только тогда, когда по крайней мере одна из величин —  $NPV(S_1 \text{ и } C)$  или  $NPV(S_2 \text{ и } C')$  — стала больше, чем  $NPV(S_1)$  или  $NPV(S_2)$ .

Очевидно, что величина VOI определяется соотношением  $VOI = (\Delta EMV - Z)$ . Рассмотрим теперь эффект от использования надежности. Фактически он выражается в том, что иногда параметру  $C$  присваивается значение «истина» даже если месторождение находится в состоянии 2, и наоборот. Надежность определяется как:

$$R = P(C/S_1),$$

то есть вероятность того, что  $C$  будет иметь значение «истина», когда месторождение находится в состоянии 1. Для простоты можно также положить, что это то же самое, что и  $P(C'/S_2)$ , то есть вероятность, что  $C$  будет иметь значение «ложь», когда месторождение находится в состоянии 2. Введение параметра  $R$ , очевидно, приводит к необходимости рассматривать дополнительные сценарии формирования NPV.

1.  $NPV(S_1 \text{ и } C')$ : NPV формируется, когда полагают, что месторождение находится в состоянии 2, а фактически оно находится в состоянии 1.
2.  $NPV(S_2 \text{ и } C)$ : NPV формируется, когда полагают, что месторождение находится в состоянии 1, а фактически оно находится в состоянии 2.

Рассчитаем  $\Delta EMV$  с учетом появившихся дополнительных сценариев:

$$\begin{aligned} \Delta EMV = & -Z + P(S_1) \times [P(C/S_1) \times NPV(S_1 \text{ и } C) + P(C'/S_1) \times \\ & \times NPV(S_1 \text{ и } C')] + P(S_2) \times [P(C'/S_2) \times \\ & \times NPV(S_2 \text{ и } C') + P(C/S_2) \times NPV(S_2 \text{ и } C)] - EMV. \end{aligned} \quad (A4.10)$$

Используя определение  $R$ , получим:

$$\begin{aligned} \Delta EMV = & -Z + P(S_1) \times [R \times NPV(S_1 \text{ и } C) + (1 - R) \times \\ & \times NPV(S_1 \text{ и } C')] + P(S_2) \times [R \times NPV(S_2 \text{ и } C') + \\ & + (1 - R) \times NPV(S_2 \text{ и } C)] - EMV. \end{aligned} \quad (A4.11)$$

С другой стороны, имеется четыре возможных комбинации  $C, C'$ ,  $S_1$  и  $S_2$ , каждая из которых характеризуется своей вероятностью и связанным с ней значением NPV. Поэтому  $\Delta EMV$  можно записать и так:

$$\begin{aligned}\Delta EMV = & P(S_1 \text{ и } C) \times NPV(S_1 \text{ и } C) + \\ & + P(S_2 \text{ и } C) \times NPV(S_2 \text{ и } C) + \\ & + P(S_1 \text{ и } C') \times NPV(S_1 \text{ и } C') + \\ & + P(S_2 \text{ и } C') \times NPV(S_2 \text{ и } C') - \\ & - Z - EMV.\end{aligned}\quad (\text{A4.12})$$

Кроме того,

$$P(S_1 \text{ и } C) + P(S_2 \text{ и } C') + P(S_1 \text{ и } C') + P(S_2 \text{ и } C) = 1. \quad (\text{A4.13})$$

Теперь  $P(C \text{ и } S_1)$ , то есть вероятность того, что и  $C$ , и  $S_1$  имеют место, определяется как:

$$P(C \text{ и } S_1) + P(C/S_1) \times P(S_1) = R \times P(S_1)$$

и так далее для остальных комбинаций. Замена  $P(C \text{ и } S_1)$  и аналогичных членов уравнения A4.12 приводит к тому же результату, что и уравнение A4.7. Зачастую бывает полезно построить график  $\Delta EMV$  в зависимости от  $R$ . Таким образом можно определить значение  $R$ , для которого целесообразно проведение специальной кампании по сбору данных.

Приведенные выше концепции, очевидно, могут быть расширены до большего числа состояний, а величина EMV может быть рассчитана достаточно просто благодаря применению доступного специализированного программного обеспечения. Заметим, что надежность прибора была определена как  $P(C/S_1)$ , и т. д. Интересно также знать величину  $P(S_1/C)$ , то есть вероятность того, что месторождение находится в состоянии 1 при показании прибора  $C$ . Чтобы провести это преобразование, необходимо использовать теорему Байеса (Bayes). При этом используется тот факт, что:

$$P(C \text{ и } S_1) = P(C/S_1) \times P(S_1) = P(S_1 \text{ и } C) = P(S_1 / C) \times P(C); \quad (\text{A4.14})$$

$$P(C) = P(C/S_1) \times P(S_1) + P(C/S_2) \times P(S_2). \quad (\text{A4.15})$$

Комбинируя эти уравнения, получаем:

$$P(S_1/C) = [P(S_1) \times P(C/S_1)]/[P(S_1) \times P(C/S_1) + P(S_2) \times P(C/S_2)]; \quad (\text{A4.16})$$

$$P(S_1) \times R/[P(S_1) \times R + P(S_2) \times (1 - R)], \text{ поскольку } R = P(C/S_1). \quad (\text{A4.17})$$

Подобным же образом:

$$P(S_1/C') = [P(S_1) \times P(C'/S_1)]/[P(S_1) \times P(C'/S_1) + P(S_2) \times P(C'/S_2)]; \quad (\text{A4.18})$$

$$P(S_1) \times (1 - R) / [P(S_1) \times (1 - R) + P(S_2) \times R]; \quad (\text{A4.19})$$

$$P(S_2/C) = [P(S_2) \times P(C/S_2)] / [P(S_2) \times P(C/S_2) + P(S_1) \times P(C/S_1)]; \quad (\text{A4.20})$$

$$P(S_1) \times (1 - R) / [P(S_1) \times (1 - R) + P(S_2) \times R]; \quad (\text{A4.21})$$

$$P(S_2/C') = [P(S_2) \times P(C'/S_2)] / [P(S_2) \times P(C'/S_2) + P(S_1) \times P(C'/S_1)]; \quad (\text{A4.22})$$

$$P(S_2) \times R / [P(S_2) \times R + P(S_1) \times (1 - R)], \text{ поскольку } R = P(C'/S_2). \quad (\text{A4.23})$$

Заметим, что всегда справедливо соотношение:

$$P(S_1/C) + P(S_2/C) = 1 \text{ и } P(S_1/C') + P(S_2/C') = 1.$$

Заметим также, что только в частном случае, когда:

$$P(S_1) = P(S_2) = 0,5,$$

выполняется равенство:

$$P(S_1/C) = P(C/S_1).$$

#### А4.6. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА НАИМЕНЬШИХ КВАДРАТОВ И КОЭФФИЦИЕНТЫ КОРРЕЛЯЦИИ

Рассмотрим набор точек  $(x_1, y_1), \dots, (x_n, y_n)$ . Если эти точки нанести на график, они могут лежать примерно на прямую или кривую линии, а также могут оказаться рассеянными случайным образом. **Метод наименьших квадратов** — это способ нахождения коэффициентов функции, приближенно описывающей поведение данных.

Рассмотрим данные, поведение которых может быть приближенно описано функцией  $y = a \times x + b$ . Линия, описываемая этим уравнением, называется линией регрессии  $y$  на  $x$ . Сумма квадратов всех отклонений численных значений  $y$  от соответствующих теоретических значений составляет:

$$S = \sum (y - a \times x - b)^2. \quad (\text{A4.24})$$

Сумма  $S$  является минимальной, когда  $\partial S / a = \partial S / b = 0$ . Это происходит, когда:

$$\sum x \times (y - a \times x - b) = 0 \text{ и } \sum y \times (y - a \times x - b) = 0. \quad (\text{A4.25})$$

Решая эти уравнения, получаем:

$$a = [n \times \sum x \times y - \sum x \times \sum y] / [n \times \sum x^2 - (\sum x)^2]; \quad (\text{A4.26})$$

$$b = [\Sigma y \times x^2 - \Sigma x \times \Sigma x \times y] / [n \times \Sigma x^2 - (\Sigma x)^2], \quad (\text{A4.27})$$

где  $n$  — количество точек измерения.

Регрессия  $y$  на  $x$  предполагает, что значения  $x$  данных всегда правильны, и разброс существует только по переменной  $y$ . Точно так же линия регрессии  $x$  на  $y$  может быть получена представлением уравнения в виде  $x = (1/a) \times y + (-b/a)$  и аналогичным использованием уравнений 13.24—13.27.

Набор точек на плоскости может показывать только тренд, а не близкое приближение к прямой линии. Степень, с которой точки связаны линейной зависимостью, количественно определяется коэффициентом корреляции. Он определяется как:

$$r = a \times \sigma_x / \sigma_y, \quad (\text{A4.28})$$

где  $\sigma_x$  и  $\sigma_y$  — дисперсии значений  $x$  и  $y$  около их среднего значения. В более общем случае, когда для описания  $y$  в зависимости от  $x$  используется любая другая функция:

$$p = \sigma_{xy} / (\sigma_x \sigma_y), \quad (\text{A4.29})$$

где  $\sigma_{xy}$  — ковариация  $x$  и  $y$ , определяемая соотношением:

$$\sigma_{xy} = \Sigma(x - m_x) \times (y - m_y) / n, \quad (\text{A4.30})$$

а  $m_x$  и  $m_y$  — средние значения  $x$  и  $y$ .

Коэффициент корреляции равен единице, если модель и данные идеально соответствуют друг другу, и нулю, если между ними нет никакой корреляции. На практике степень корреляции проще всего определять с помощью электронных таблиц Excel™. В случае нескольких переменных и нелинейного уравнения подгонку удобно осуществлять следующим образом:

Установим пробные значения соответствующих коэффициентов в ячейках электронной таблицы.

Используя эти коэффициенты при всех значениях  $x$ , для которых имеются соответствующие значения  $y$ , рассчитаем модельное значение ( $y'$ ). В новом столбце для каждой точки данных рассчитаем величину  $(y - y')^2$ . Под этим столбцом просуммируем все полученные значения. Подбор можно будет считать оптимальным, когда будет найден набор коэффициентов, минимизирующий эту сумму. Этот набор может быть найден автоматически с помощью функции Goal Seek™ электронной таблицы Excel™. В зависимости от сложности уравнения и числа переменных значения коэффициентов могут быть ограничены определенными пределами. Помимо этого программа Excel™ может вычислять коэффициент корреляции.

# СОКРАЩЕНИЯ И АКРОНИМЫ

АНД	Вдоль скважины (иногда используется для обозначения измеренной глубины)
AI	Акустическая жесткость (акустический импеданс, волновое сопротивление)
API	Американский нефтяной институт (а также единицы измерения, используемые при гамма-каротаже)
AVO	Амплитуда отражения в зависимости от удаления (сейсмоматрасс)
B/D	Баррелей в сутки
$B_g$	Объемный коэффициент газа (в стандартных кубических футах при н. у. на стандартные кубические футы в пластовых условиях)
ВНА	Забойная [буровая] компоновка
ВНТ	Забойная температура
ВОЕ	Баррель нефтяного эквивалента
ВОР	Противовыбросовое устройство
bord	Баррелей нефти в сутки
BQv	Произведение эквивалентной проводимости за счет противоположно заряженных ионов В и катионообменной емкости единичного объема порового пространства Qv.
BS	Диаметр долота
BU	Нарастание давления
BV	Общий объем
BVI	Общий объем остаточной воды
CAL	Каверномер
CBL	Каротажная диаграмма качества цементации скважины и прибор для ее измерения (цементомер)

CCL	Локатор муфтовых соединений обсадных труб
CEC	Катионообменная емкость
CHP	Давление на устье скважины
COI	Цена информации
CPI	Интерпретация на основе компьютерной обработки
DD	Глубина по данным бурения
DF	Пол буровой вышки
DHI	Прямой признак углеводородов
DOP	Точка выполнения
DT	Интервальное время продольной волны (величина, обратная скорости продольной волны)
DTS	Интервальное время прохождения поперечной волны
Ec	Число Эккерта
EHC	Эквивалентная гидропроводность
EI	Упругая жесткость
E <sub>k</sub>	Кинетическая энергия
EOR	Увеличение нефтеотдачи пласта
ESP	Электрический центробежный погружной насос
FBU	Нарастание давления в пласте
FFI	Флюидонасыщенность
FOL	Уровень свободной нефти
FPI	Индикатор глубины прихвата
FRF	Относительное электрическое сопротивление пласта (параметр пористости — R <sub>p</sub> )
FSI	Индекс прочности пород
FWL	Уровень свободной воды
GBV	Суммарный объем
GC	Газовая хроматография
GDT	Нижняя граница по газу до
GINP	Начальные геологические запасы газа
GL	Уровень земли
GOC	Газонефтяной контакт
GOR	Газонефтяной фактор
GR	Гамма-каротаж
GUT	Верхняя граница по газу до
GWC	Газоводяной контакт
HCPV	Эффективное поровое пространство
HDT	Наклономер с высокой разрешающей способностью
HI	Водородный индекс
HNIP	Начальные балансовые запасы углеводородов
HUD	Глубина прихвата
HWC	Водоуглеводородный контакт

ID	Внутренний диаметр
JV	Совместное предприятие
k	Коэффициент проницаемости пород
KB	Вкладыш ротора под ведущую бурильную трубу
KCl	Хлористый калий
$k_h$	Коэффициент проницаемости пород по простиранию
$K_m$	Модуль объемного сжатия скелета породы
KOP	Точка изменения направления ствола скважины
$k_v$	Коэффициент проницаемости пород вкрест простирания
LCM	Буровой раствор, поглощенный пластом
LST	Известняк
LWD	Каротаж в процессе бурения
MD	Измеренная глубина
MWD	Измерение в процессе бурения
NMR	Ядерный магнитный резонанс
NRV	Объем резервуара (залежи)
NTG	Песчанистость (отношение эффективной толщины пласта к общей)
OBM	Буровой раствор на нефтяной основе
OD	Наружный диаметр
ODT	Нижняя граница по нефти до
OUT	Верхняя граница по нефти до
OWC	Водонефтяной контакт
$P_c$	Капиллярное давление
Pe	Фотоэлектрический эффект (аппаратура)
PE	Физические и технологические основы разработки месторождений
$P_f$	Пластовое давление
PHIT	Коэффициент общей пористости, исправленный за свойства скелета породы
PI	Коэффициент продуктивности скважины
psia	Фунт/дюйм <sup>2</sup> (абсолютные)
psig	Фунт/дюйм <sup>2</sup> (манометрические)
PT	Технология добычи
PU	Единицы пористости
PVT	Давление, объем, температура
Q	Расход, дебит
QA	Гарантия качества
QC	Контроль качества
$Q_v$	Катионаобменная емкость единичного объема порового пространства
RB	Относительный азимут

rb/stb	Баррелей нефти в пласте / баррелей нефти, приведенных к нормальным условиям
$\rho_g$	Плотность зерен
R <sub>m</sub>	Удельное сопротивление бурового раствора
R <sub>mf</sub>	Удельное сопротивление фильтрата бурового раствора
ROP	Скорость проходки
ROS	Остаточная нефтенасыщенность
RQI	Показатель фильтрационно-емкостных свойств (качества) пласта
R <sub>e</sub>	Удельное электрическое сопротивление
RU	Монтаж буровой
R <sub>w</sub>	Удельное сопротивление воды
SCAL	Специальный анализ керна
SEM	Растровая электронная микроскопия
SG	Газонасыщенность
SH	Нефтегазонасыщенность
SO	Нефтенасыщенность
SOR	Остаточная нефтенасыщенность
SP	Потенциал самопроизвольной поляризации (ПС)
SPE	Общество инженеров-нефтяников (SPE)
SST	Песчаник
STOIP	Начальные геологические запасы товарной нефти
S <sub>w</sub>	Коэффициент водонасыщенности
TC	Общее содержание углерода
TD	Общая глубина
TDA	Метод временного анализа
Te	Временной интервал между эхо-импульсами для каротажа методом ядерного магнитного резонанса
TG	Совокупный газ
TOC	Высота подъема цементного раствора
TVD	Истинная вертикальная глубина
TVDss	Истинная вертикальная глубина (от уровня моря)
T <sub>w</sub>	Время ожидания для поляризации при ядерном магнитном каротаже
TWT	Двойное время пробега акустической волны
TZ	График зависимости глубины от времени
UTC	Суммарные технические затраты
UV	Ультрафиолет
VOI	Ценность (стоимость) информации
V <sub>p</sub>	Скорость продольной волны
V <sub>s</sub>	Скорость поперечной волны
V <sub>sh</sub>	Содержание глины (глинистость)

VSP	Вертикальный сейсмический профиль
WC	Обводненность
WL	Каротажный кабель
WOB	Нагрузка на долото
WST	Сейсмокаротаж
WUT	Верхняя граница по воде до

# ПОЛЕЗНЫЕ СООТНОШЕНИЯ ЕДИНИЦ И КОНСТАНТЫ

## Глубина

1 м = 3,281 фута

## Объем

1 баррель = 0,15899 м<sup>3</sup> = 5,614 куб. фута = 42 галлона США

1 галлон США = 0,1337 куб. фута

## Давление/плотность

1 фунт/дюйм<sup>2</sup> = 0,06895 бар = 0,068065 атм = 6895 Н/м<sup>2</sup> (Па, паскаль)

1 фунт/дюйм<sup>2</sup>/фут = 2,3095 г/см<sup>3</sup> = 22,6 кПа/м

1 г/см<sup>3</sup> = 8,35 фунт/галлон

## Температура

Преобразование из °C в °F: °C = (°F – 32) × 5/9

°C = °K + 273,16

Рэнкин = 1,8 × °K = °F + 460

## Проницаемость

1 дарси = 10<sup>-12</sup> м<sup>2</sup>

Таблица 6.1

Литология	Гамма-каротаж, GR, API	Плотность пород $\rho_{\text{ho}}$ , г/см <sup>3</sup>	Пористость		Акустический каротаж, нейтронный каротаж, мс/фут	Электрическое сопротивление пород, Омм	Фотоэлектрический эффект (коэффициент фотопоглощения) Re	Электронная плотность $\rho_e$ , г/см <sup>3</sup>	Коэффициент объемного фотопоглощения U, барн/см <sup>3</sup>
			по компенсированному	нейтронному					
Кварцевый скелет породы	Низкое значение	2,65	(-5)—(-3)	51—56	Высокое	1,8	2,65	4,79	
Известковый скелет породы	Низкое значение	2,71	0	44—48	Высокое	5,1	2,71	13,77	
Хлорит	Высокое значение	2,79	30—40	50—150	Низкое	6,3	2,79	17,58	
Иллит	Высокое значение	2,52	30—40	50—150	Низкое	1—5	2,52	8,69	
Каолинит	Высокое значение	2,41	30—40	50—150	Низкое	1—5	2,41	4,41	
Монтмориллонит	Высокое значение	2,12	30—40	50—150	Низкое	1—5	2,12	4,32	
Доломит	Низкое значение	2,88	2—6	39—44	Высокое	3,1—3,2	2,86	9,00	
Ангидрит	Низкое значение	2,98	0	45—55	Высокое	5—5,1	2,96	14,95	
Соль	Низкое значение	2,03	100	180—190	Высокое	4,65			
Минерализованная вода	0	1—1,1	100	189	0—∞	0,36	1,185	0,96	
Нефть	0	0,60—1,0	70—100	210—240	Очень высокое	0,12—0,13	0,95—0,97	0,11—0,12	
Газ	0	0,1—0,5	10—50	500—1500	Очень высокое	Низкое	0,1—0,5	Низкое	

## Вязкость

1 сантипаз (сП) =  $10^{-3}$  Па·с

## Концентрация

Для преобразования единиц ppm из  $[Cl^-]$  в  $[NaCl]$  необходимо ввести множитель:

молекулярный вес  $NaCl$ / молекулярный вес  $Cl = (23+17)/17 = 2,35$ .

Другие полезные молекулярные веса:

K (калий): 39

Ca (кальций): 40

Mg (магний): 24

Br (бром): 80

Заметим, что 1 г/л = 1000 ppm

## Преобразование забойных условий к устьевым

Нефть:  $B_o = 1,2 - 1,6$  баррелей нефти в пласте/баррелей нефти, приведенных к н. у.

Газ:  $Bg = 0,8 - 1,2$  баррелей в пласте/стандартных куб. футов

## Удельное сопротивление минерализованных растворов в зависимости от температуры

$$R_{w2} = R_{w1} \times (T_1 + k)/(T_2 + k),$$

где  $k = 6,77$ , если  $T$  измеряется в  $^{\circ}F$ , и  $k = 31,5$ , если  $T$  измеряется в  $^{\circ}C$ .

## Свойства некоторых распространенных пород

Заметим, что  $U = Pe \times \rho_e$ , где  $Pe$  — коэффициент фотопоглощения, как показано на типичной каротажной диаграмме, а  $U$  — коэффициент объемного фотопоглощения. Как правило, величина  $U$  используется при решении прямой задачи в моделях с большим числом минералов, поскольку она не зависит от пористости.

# МНЕМОНИКА, ПРИМЕНЯЕМАЯ К ПРИБОРАМ ПОДРЯДЧИКАМИ

**Мнемоника, применяемая к приборам компании Schlumberger**

Мнемоника	Тип	Режим работы	Область применения	Описание
CALAA	CCL	WIRELINe	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб AA
CALB	CCL	WIRELINe	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб B
CALC	CCL	WIRELINe	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб C
CALD	CCL	WIRELINe	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб D
CALF	CCL	WIRELINe	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб F
CALFA	CCL	WIRELINe	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб FA
CALGA	CCL	WIRELINe	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб GA
CALJ	CCL	WIRELINe	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб J
CALJB	CCL	WIRELINe	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб JB
CALM	CCL	WIRELINe	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб M
CALN	CCL	WIRELINe	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб N
CALQ	CCL	WIRELINe	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб Q

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
CALQA	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб QA
CALQB	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб QB
CALQC	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб QC
CALQT	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб QT
CALR	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб R
CALS	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб S
CALT	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб T
CALU	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб U
CALV	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб V
CALW	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб W
CALY	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб Y
CALYA	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб YA
CALZ	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор аномалий обсадных труб Z
CBT	CBT	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Цементомер
CBTE	CBT	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Цементомер E
CCL	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб
CCLAF	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб AF
CCLAG	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб AG
CCLAJ	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб AJ
CCLAK	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб AK
CCLAL	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб AL
CCLAM	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб AM
CCLAN	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб AN

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
CCLAP	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений обсадных труб AP)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб AP
CCLAR	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб AR
CCLL	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб
CCLLB	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб LB
CCLN	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб
CCLNB	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб
CCLX	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб
CET	CET	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Цементомер
CETB	CET	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Устройство оценки цемента
CETC	CET	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Устройство оценки цемента
CETD	CET	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Устройство оценки цемента
CETE	CET	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Устройство оценки цемента
CETF	CET	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Устройство оценки цемента
CETG	CET	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Устройство оценки цемента
CETH	CET	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Устройство оценки цемента
CETJ	CET	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Устройство оценки цемента
CIT	CIT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Устройство контроля обсадных труб
CITA	CIT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Устройство контроля обсадных труб
CPET	CPET	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Устройство оценки коррозионной защиты

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
DCALA	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Цифровой локатор муфтовых соединений обсадных труб А
ETT	ETT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Электромагнитное устройство для измерения толщины труб
ETTD	ETT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Электромагнитное устройство для измерения толщины труб
ETTDB	ETT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Электромагнитное устройство для измерения толщины труб
FTGT	FTGT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Устройство для измерения геометрии НКТ
FTGTB	FTGT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Устройство для измерения геометрии НКТ В
GFAB	GFA	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Поверхностное наведенное гамма-излучение (W5)
GFAC	GFA	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Поверхностное наведенное гамма-излучение (W7)
GPT	GPT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство перфорирования по данным гамма-каротажа
GPTA	GPT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство перфорирования по данным гамма-каротажа А
GUN	GUN	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Перфоратор
GUN1	GUN	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Перфоратор пулевой
GUN2	GUN	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Перфоратор пулевой
GUN3	GUN	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Перфоратор пулевой
GUN4	GUN	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Перфоратор пулевой
GUN5	GUN	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Перфоратор пулевой
GUN6	GUN	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Перфоратор пулевой
GUN7	GUN	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Перфоратор пулевой
GUN8	GUN	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Перфоратор пулевой
GUN9	GUN	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Перфоратор пулевой

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
HCMT	HCMT	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Устройство картирования тонкого цемента
HCMT-A	HCMT	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Устройство картирования тонкого цемента
MFCT	MFCT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Многорычажный кавернометр
MPBC	MPBC	WIRELINE	Mechanical (Механика)	Патрон с цементом для механического тампонажа
MPBCAA	MPBC	WIRELINE	Mechanical (Механика)	Патрон с цементом для механического тампонажа АА
MPBT	MPBT	WIRELINE	Mechanical (Механика)	Устройство механического тампонажа
MPD	MPD	WIRELINE	Auxiliary (Вспомогательная область)	Магнитное позиционирующее устройство
MPDH	MPD	WIRELINE	Auxiliary (Вспомогательная область)	Магнитное позиционирующее устройство
MPSU	MPSU	WIRELINE	Mechanical (Механика)	Блок настройки механического тампонажа
MPSUAA	MPSU	WIRELINE	Mechanical (Механика)	Блок настройки механического тампонажа АА
MPSUBA	MPSU	WIRELINE	Mechanical (Механика)	Блок настройки механического тампонажа ВА
MPSUBB	MPSU	WIRELINE	Mechanical (Механика)	Блок настройки механического тампонажа ВВ
MPSUCA	MPSU	WIRELINE	Mechanical (Механика)	Блок настройки механического тампонажа СА
MPSUCB	MPSU	WIRELINE	Mechanical (Механика)	Блок настройки механического тампонажа СВ
MWPS	MWPT	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Зонд для измерений в процессе перфорирования
MWPT	MWPT	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Устройство для измерений в процессе перфорирования
NDT	NDT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Нейтронный глубиномер
NDTA	NDT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Нейтронный глубиномер А
NDTB	NDT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Нейтронный глубиномер В
PAT	PAT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Устройство для обследования труб
PAT-G	PAT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Устройство для обследования труб GA

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
PATA	PAT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Устройство для обследования труб А
PATB	PAT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Устройство для обследования труб В
PATC	PAT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Устройство для обследования труб С
PATD	PAT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Устройство для обследования труб D
PATE	PAT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Устройство для обследования труб Е
PATG	PAT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Устройство для обследования труб G
PERFO	PERFO	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Устройство для перфорирования (шаблон)
PGGA	PGGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Перфоратор с устройством ГК А
PGGB	PGGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Перфоратор с устройством ГК В
PGGC	PGGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Перфоратор с устройством ГК С
PGGCC	PGGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Перфоратор с устройством ГК СС
PGGD	PGGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Перфоратор с устройством ГК D
PGGT	PGGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Перфоратор с устройством ГК
PHAT	PHAT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Устройство для обследования состояния обсадных труб
PLUG SAFE	PLUG SAFE	WIRELINE WIRELINE	Mechanical (Механика) Perforating (Перфорирование)	Цементировочная пробка Перфоратор пулевой, приводимый в действие ударным механизмом
SCALA	CCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Локатор муфтовых соединений обсадных труб
SCCL	SCCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Тонкий локатор муфтовых соединений обсадных труб
SCCL-A	SCCL	WIRELINE	Collar_Locator (Локатор муфтовых соединений)	Тонкий локатор муфтовых соединений обсадных труб А
SCMT	SCMT	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Устройство картирования тонкого цемента
SCMT-A	SCMT	WIRELINE	Cement_Evaluation (Оценка качества цементирования)	Устройство картирования тонкого цемента А

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
SPC	SPC	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Блок избирательного перфорирования
SPCA	SPC	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Блок избирательного перфорирования А
SPCB	SPC	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Блок избирательного перфорирования В
SPGC	SPC	WIRELINE	Perforating (Перфорирование)	Блок избирательного перфорирования
SPPT	SPPT	WIRELINE	Mechanical (Механика)	Пакер
SPPTA	SPPT	WIRELINE	Mechanical (Механика)	Пакер
UCI	UCI	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Ультразвуковой сканер коррозии
USIT	USIT	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Ультразвуковой сканер

**Бурение/Подъем долота из забоя скважины**

BO	BO	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Устройство для подъема долота из забоя скважины
CERB	CERT	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Электромагнитный коррелируемый ловитель, 1 11/16"
CERC	CERT	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Электромагнитный коррелируемый ловитель, 3 3/8"
CERD	CERT	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Электромагнитный коррелируемый ловитель, 2 1/8"
CERE	CERT	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Электромагнитный коррелируемый ловитель, 2 3/4"
CERT	CERT	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Электромагнитный коррелируемый ловитель
CERTA	CERT	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Электромагнитный коррелируемый ловитель А
CERTB	CERT	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Электромагнитный коррелируемый ловитель В
CERTC	CERT	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Электромагнитный коррелируемый ловитель С
FPIT	FPIT	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Индикатор глубины прихвата колонны
FPITA	FPIT	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Индикатор глубины прихвата колонны А
FPITC	FPIT	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Индикатор глубины прихвата колонны С (с одножильным кабелем)
FPITD	FPIT	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Индикатор глубины прихвата колонны D

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
FPITE	FPIT	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Индикатор глубины прихват колонны Е (с одножильным кабелем)
GSTA	GSTA	MWD	Combination (Комбинация)	Устройство геонавигации (забойная система управления параметрами бурения)
GSTA-CBB	GSTA	MWD	Combination (Комбинация)	Устройство геонавигации (забойная система управления параметрами бурения) СВВ
IAB	IAB	MWD	Geometry (Геометрия)	Устройство определения наклона бурового долота
IAB4-AA	IAB	MWD	Geometry (Геометрия)	Устройство определения наклона бурового долота
IAB4I-AA	IAB	MWD	Geometry (Геометрия)	Устройство определения наклона бурового долота AA; 4,75"
IAB4I-AB	IAB	MWD	Geometry (Геометрия)	Устройство определения наклона бурового долота AB; 4,75"
IAB6I-AA	IAB	MWD	Geometry (Геометрия)	Устройство определения наклона бурового долота AA; 6,75"
IAB8I-AA	IAB	MWD	Geometry (Геометрия)	Устройство определения наклона бурового долота AA; 8,0"
IAB9I-AA	IAB	MWD	Geometry (Геометрия)	Устройство определения наклона бурового долота AA; 9,625"
IDEAL_SURF	IDEAL_SURF	MWD	Auxiliary (Вспомогательная область)	Устройство для сбора данных с поверхности (в процессе бурения)
M10	MWD	MWD	MWD (измерения в процессе бурения — measurement while drilling)	Навигационный переходник (PowerPulse) с резьбой M10
MWD	MWD	MWD	MWD (измерения в процессе бурения — measurement while drilling)	Измерения в процессе бурения
SHARP	SHARP	MWD	MWD (измерения в процессе бурения — measurement while drilling)	Сменяемое устройство для измерений в процессе бурения скважин малого диаметра

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
SLIM1	SLIM1	MWD	MWD (измерения в процессе бурения — measurement while drilling)	Сменяемое устройство для измерений в процессе бурения скважин малого диаметра
VBHA-AA	VIPER	MWD	MWD (измерения в процессе бурения — measurement while drilling)	Устройство VIPER малого диаметра в кайл-тюбинге для измерений в процессе бурения AA
VIPER	VIPER	MWD	MWD (измерения в процессе бурения — measurement while drilling)	Устройство VIPER малого диаметра в кайл-тюбинге для измерений в процессе бурения

**Общие**

AMS	AMS	WIRELINe	Auxiliary (Вспомогательная область)	Зонд для вспомогательных измерений
AST	AST	WIRELINe	Scanning (Сканирование)	Устройство акустического сканирования
BGIC	BGIC	WIRELINe	Geometry (Геометрия)	Блок сопряжения скважинного профилемера
BGS	BGS	WIRELINe	Geometry (Геометрия)	Зонд геометрических параметров скважины
BGT	BGT	WIRELINe	Geometry (Геометрия)	Скважинный профилемер
BGTC	BGT	WIRELINe	Geometry (Геометрия)	Скважинный профилемер
BGTX	BGT	WIRELINe	Geometry (Геометрия)	Скважинный профилемер
BHTV	BHTV	WIRELINe	Scanning (Сканирование)	Скважинный телевизор
BTTA	BHTV	WIRELINe	Scanning (Сканирование)	Скважинный телевизор A
BTTB	BHTV	WIRELINe	Scanning (Сканирование)	Скважинный телевизор B
BTTC	BHTV	WIRELINe	Scanning (Сканирование)	Скважинный телевизор C
CALI	CALI	WIRELINe	Caliper (Каверномер)	Универсальный каверномер
CBTT	BHTV	WIRELINe	Scanning (Сканирование)	Комбинируемый скважинный телевизор
CMT	CMT	WIRELINe	Scanning (Сканирование)	Кольцевой акустический микросканер
ECD	ECD	WIRELINe	Caliper (Каверномер)	Эксцентриковый каверномер
ECDC	ECD	WIRELINe	Caliper (Каверномер)	Эксцентриковый каверномер C
EDAC	EDAC	WIRELINe	Caliper (Каверномер)	Эксцентриковый двухосевой каверномер
EMS	EMS	WIRELINe	Auxiliary (Вспомогательная область)	Зонд для измерения параметров окружающей среды
EMSA	EMS	WIRELINe	Auxiliary (Вспомогательная область)	Зонд для измерения параметров окружающей среды A

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
EMSB	EMS	WIRELINE	Auxiliary (Вспомогательная область)	Зонд для измерения параметров окружающей среды В
GCAD	GCAD	WIRELINE	Geometry (Геометрия)	Направляющее устройство непрерывного действия
GCADA	GCAD	WIRELINE	Geometry (Геометрия)	Якорь направляющего устройства А
GCADB	GCAD	WIRELINE	Geometry (Геометрия)	Якорь направляющего устройства В
GCADC	GCAD	WIRELINE	Geometry (Геометрия)	Якорь направляющего устройства С
GCT	GCT	WIRELINE	Geometry (Геометрия)	Направляющее устройство
GCTA	GCT	WIRELINE	Geometry (Геометрия)	Направляющее устройство А
GCTAB	GCT	WIRELINE	Geometry (Геометрия)	Направляющее устройство АВ
GCTB	GCT	WIRELINE	Geometry (Геометрия)	Направляющее устройство В
GCTBB	GCT	WIRELINE	Geometry (Геометрия)	Направляющее устройство ВВ
GPIT	GPIT	WIRELINE	Geometry (Геометрия)	Универсальное инклинометрическое устройство
GPITB	GPIT	WIRELINE	Geometry (Геометрия)	Универсальное инклинометрическое устройство
HRCC	HRCC	WIRELINE	Caliper (Каверномер)	Общий блок высокого разрешения интегрированного каротажного устройства
MCD	MCD	WIRELINE	Caliper (Каверномер)	Механический каверномер
MCDB	MCD	WIRELINE	Caliper (Каверномер)	Механический каверномер В
MCDD	MCD	WIRELINE	Caliper (Каверномер)	Механический каверномер D
MCDF	MCD	WIRELINE	Caliper (Каверномер)	Механический каверномер F
MCDG	MCD	WIRELINE	Caliper (Каверномер)	Механический каверномер G
NOSE	NOSE	WIRELINE	Auxiliary (Вспомогательная область)	Сканирующее оборудование для ориентирования торца
NOSEA	NOSE	WIRELINE	Auxiliary (Вспомогательная область)	Сканирующее оборудование для ориентирования торца А
SBTTA	BHTV	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Скважинный телевизор для скважин малого диаметра А

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
SPCS	SPCS	WIRELINE	Caliper (Каверномер)	Каверномер малого диаметра
TCS	TCS	WIRELINE	Caliper (Каверномер)	Каверномер для работ через НКТ
TCSC	TCS	WIRELINE	Caliper (Каверномер)	Каверномер для работ через НКТ С
TCSE	TCS	WIRELINE	Caliper (Каверномер)	Каверномер для работ через НКТ Е
TCSX	TCS	WIRELINE	Caliper (Каверномер)	Каверномер для работ через НКТ Х
UBI	UBI	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Ультразвуковой скважинный сканер
VCD	VCD	WIRELINE	Caliper (Каверномер)	Каверномер
VCDD	VCD	WIRELINE	Caliper (Каверномер)	Каверномер

**Геология**

FBST	FBST	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Полнопроходное сканирующее устройство
FBSTA	FBST	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Полнопроходное сканирующее устройство А
FBSTB	FBST	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Полнопроходное сканирующее устройство В
GHMA	GHMT	WIRELINE	Geomagnetism (Геомагнетизм)	Геологическое высокочувствительное магнитное устройство А
GHMT	GHMT	WIRELINE	Geomagnetism (Геомагнетизм)	Геологическое высокочувствительное магнитное устройство
HDT	HDT	WIRELINE	Dipmeter (Пластовый наклономер)	Пластовый наклономер с высокой разрешающей способностью
HDTD	HDT	WIRELINE	Dipmeter (Пластовый наклономер)	Пластовый наклономер с высокой разрешающей способностью D
HDTE	HDT	WIRELINE	Dipmeter (Пластовый наклономер)	Пластовый наклономер с высокой разрешающей способностью E
HDTF	HDT	WIRELINE	Dipmeter (Пластовый наклономер)	Пластовый наклономер с высокой разрешающей способностью F
HDTG	HDT	WIRELINE	Dipmeter (Пластовый наклономер)	Пластовый наклономер с высокой разрешающей способностью G
HDTJ	HDT	WIRELINE	Dipmeter (Пластовый наклономер)	Пластовый наклономер с высокой разрешающей способностью J
MESC	MEST	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Блок микроэлектрического сканирующего устройства

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
MEST	MEST	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Микроэлектрическое сканирующее устройство
MESTA	MEST	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Микроэлектрическое сканирующее устройство А
MESTB	MEST	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Микроэлектрическое сканирующее устройство В
MESTC	MEST	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Микроэлектрическое сканирующее устройство С
OBDT	OBDT	WIRELINE	Dipmeter (Пластовый наклономер)	Пластовый наклономер для применения с буровым раствором на нефтяной основе
OBDTA	OBDT	WIRELINE	Dipmeter (Инклинометр)	Пластовый наклономер для применения с буровым раствором на нефтяной основе А
OBDTAB	OBDT	WIRELINE	Dipmeter (Инклинометр)	Пластовый наклономер для применения с буровым раствором на нефтяной основе АВ
OBDTB	OBDT	WIRELINE	Dipmeter (Инклинометр)	Пластовый наклономер для применения с буровым раствором на нефтяной основе В
OBMT	OBMT	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Пластовый сканер с применением бурого раствора на нефтяной основе
OBMT-AA	OBMT	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Пластовый сканер с применением бурого раствора на нефтяной основе АА
OBMT-AB	OBMT	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Пластовый сканер с применением бурого раствора на нефтяной основе АВ
OBMT-ABA	OBMT	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Пластовый сканер с применением бурого раствора на нефтяной основе АВА
OBMT-ABB	OBMT	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Пластовый сканер с применением бурого раствора на нефтяной основе АВВ
OBMT-B	OBMT	WIRELINE	Scanning (Сканирование)	Пластовый сканер с применением бурого раствора на нефтяной основе В

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
SHDT	SHDT	WIRELINE	Dipmeter (Инклинометр)	Стратиграфический пластовый наклонометр с высокой разрешающей способностью
SHDTA	SHDT	WIRELINE	Dipmeter (Инклинометр)	Стратиграфический пластовый наклонометр с высокой разрешающей способностью
SHDTB	SHDT	WIRELINE	Dipmeter (Инклинометр)	Стратиграфический пластовый наклонометр с высокой разрешающей способностью

**Геофизика**

CSAT	CSAT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство для сбора сейсмических данных
CSAT1	CSAT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Комбинированное устройство для сбора сейсмических данных 1
CSAT2	CSAT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Комбинированное устройство для сбора сейсмических данных 2
CSAT3	CSAT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Комбинированное устройство для сбора сейсмических данных 3
CSAT4	CSAT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Комбинированное устройство для сбора сейсмических данных 4
CWRT	CWRT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Межскважинное регистрирующее устройство, используемое для приема сейсмических сигналов, проходящих между скважинами
CWRTA	CWRT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Межскважинное регистрирующее устройство А
DSA	DSA	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Скважинная группа сейсмоприемников
DSAA	DSA	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Скважинная группа сейсмоприемников А
DSAB	DSA	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Скважинная группа сейсмоприемников В
QSST	QSST	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Зонд для сейсмокаротажа
QSSTB	QSST	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Зонд для сейсмокаротажа В
SAT	SAT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство для сбора сейсмических данных
SATA	SAT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство для сбора сейсмических данных А

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
SATB	SAT	WIRELINe	Acoustic (Акустика)	Устройство для сбора сейсмических данных В
VSIT	VSIT	WIRELINe	Acoustic (Акустика)	Универсальный сейсмический сканер
VSIT-A	VSIT	WIRELINe	Acoustic (Акустика)	Универсальный сейсмический сканер
WSAM	WSAM	WIRELINe	Acoustic (Акустика)	Поверхностный модуль скважины для сбора сейсмических данных
WST	WST	WIRELINe	Acoustic (Акустика)	Скважинное сейсмическое устройство
WSTA	WST	WIRELINe	Acoustic (Акустика)	Устройство для сбора сейсмических данных

**Петрофизика**

AACT	AACT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для активации алюминия в глине
ACTC	AACT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для активации алюминия в глине С
ACTD	AACT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для активации алюминия в глине D
ADN	ADN	MWD	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство нейтронного плотностного азимутального каротажа
ADN4AA	ADN	MWD	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство нейтронного плотностного азимутального каротажа; 4,75"
ADN675	ADN	MWD	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство нейтронного плотностного азимутального каротажа; 6,75"
ADN6AA	ADN	MWD	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство нейтронного плотностного азимутального каротажа; 6,75"
ADN6BA	ADN	MWD	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство нейтронного плотностного азимутального каротажа; 6,75"
AGS	AGS	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд для измерения спектра гамма-излучения алюминия (то же самое оборудование, что и для спектрометрического гамма-каротажа в неблагоприятных условиях)

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
AGS-AA	AGS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд для измерения спектра гамма-излучения алюминия АА (то же самое оборудование, что и для спектрометрического гамма-каротажа в неблагоприятных условиях — АА)
AGS-BA	AGS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд для измерения спектра гамма-излучения алюминия ВА (то же самое оборудование, что и для спектрометрического гамма-каротажа в неблагоприятных условиях — ВА)
AGS_AA	AGS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд для измерения спектра гамма-излучения алюминия АА (то же самое оборудование, что и для спектрометрического гамма-каротажа в неблагоприятных условиях — АА)
AGS_BA	AGS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд для измерения спектра гамма-излучения алюминия ВА (то же самое оборудование, что и для спектрометрического гамма-каротажа в неблагоприятных условиях — ВА)
AIT	AIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство визуализации индукционного каротажа
AITB	AIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство индукционного каротажа В
AITC	AIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство индукционного каротажа С
AITH	AIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство индукционного каротажа Н
AITS	AIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство индукционного каротажа (малого диаметра)
ALAT	ALAT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Азимутальный боковой каротаж
ALATA	ALAT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Азимутальный боковой каротаж А

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
ALATB	ALAT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Азимутальный боковой каротаж В
APS	APS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд с электронным генератором нейтронов
APS-AA	APS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд с электронным генератором нейтронов АА
APS-BA	APS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд с электронным генератором нейтронов (с телеметрией регистрации продольных — CTS и поперечных — DTS акустических волн)
APS-C	APS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд с электронным генератором нейтронов С
ARC	ARC	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Компенсированный зонд для регистрации сопротивлений и гамма-каротажа
ARC5AA	ARC	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Компенсированный зонд для регистрации сопротивления; 4,75" АА
ARC5AB	ARC	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Компенсированный зонд для регистрации сопротивления; 4,75" АВ
ARC5BA	ARC	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Компенсированный зонд для регистрации сопротивления; 4,75" ВА
BSP	SP	WIRELINE	Spontaneous (Собственный потенциал)	Изолирующий кабель потенциала СП.
CDM6AA	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Устройство для двойного компенсированного каротажа сопротивления; 6,75"
CDM6AB	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Устройство для двойного компенсированного каротажа сопротивления; 6,75"
CDM8AA	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Устройство для двойного компенсированного каротажа сопротивления; 8,25"
CDM8AB	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Устройство для двойного компенсированного каротажа сопротивления; 8,25"
CDN	CDN	MWD	Nuclear (Ядерный каротаж)	Компенсированный нейтронный плотностной прибор

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
CDN650	CDN	MWD	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронного плотностного каротажа; 6,5"
CDN800	CDN	MWD	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронного плотностного каротажа; 8,0"
CDR	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Компенсированный двойной прибор электрометрии. Устройство для гамма-каротажа
CDR475	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Компенсированный двойной прибор электрометрии. Устройство для гамма-каротажа; 4,75"
CDR650	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Компенсированный двойной прибор электрометрии. Устройство для гамма-каротажа; 6,5"
CDR675	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Компенсированный двойной прибор электрометрии. Устройство для гамма-каротажа; 6,75"
CDR800	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Компенсированный двойной прибор электрометрии. Устройство для гамма-каротажа; 8,0"
CDR825	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Компенсированный двойной прибор электрометрии. Устройство для гамма-каротажа; 8,25"
CDR950	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Компенсированный двойной прибор электрометрии. Устройство для гамма-каротажа; 9,5"
CFRT	CFRT	WIRELINe	Resistivity (Сопротивление)	Сопротивление пласта в обсаженной части скважины
CFRT-C	CFRT	WIRELINe	Resistivity (Сопротивление)	Сопротивление пласта в обсаженной части скважины С
CGRS	CGRS	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Малогабаритный зонд гамма-каротажа
CMR	CMR	WIRELINe	Nuclear_Magnetic (Ядерно-магнитные свойства)	Устройство ядерного магнитного каротажа
CMR-A	CMR	WIRELINe	Nuclear_Magnetic (Ядерно-магнитные свойства)	Устройство ядерного магнитного каротажа А
CMR-B	CMR	WIRELINe	Nuclear_Magnetic (Ядерно-магнитные свойства)	Устройство ядерного магнитного каротажа В

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
CMRT	CMR	WIRELINE	Nuclear_Magnetic (Ядерно-магнитные свойства)	Устройство ядерного магнитного каротажа
CNT	CNT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронного каротажа
CNTA	CNT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронного каротажа А
CNTD	CNT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронного каротажа D
CNTE	CNT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронного каротажа E
CNTF	CNT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронного каротажа F
CNTG	CNT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронного каротажа G
CNTH	CNT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронного каротажа H
CNTS	CNT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронного каротажа S
CSA1	CST	WIRELINE	Отбор проб	Забойный пробоотборник модификации CST-A
CSG2	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник
CST	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник
CSTA	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник
CSTAA	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник
CSTB	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник
CSTBA	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник BA
CSTC	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник
CSTDА	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник DA
CSTG	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник
CSTG2	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник
CSTJ	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник J
CSTU	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник
CSTV	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник
CSTW	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник
CSTY	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник
CSTZ	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник
CSX1	CST	WIRELINE	Отбор проб	Забойный пробоотборник модификации CST-G
CSX2	CST	WIRELINE	Отбор проб	Средний пробоотборник модификации CST-G

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
CSX3	CST	WIRELINE	Отбор проб	Верхний пробоотборник модификации CST-G
CSZ1	CST	WIRELINE	Отбор проб	Забойный пробоотборник модификации CST-Z
CSZ2	CST	WIRELINE	Отбор проб	Средний пробоотборник модификации CST-Z
CSZ3	CST	WIRELINE	Отбор проб	Верхний пробоотборник модификации CST-Z
DIT	DIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство двойного индукционного каротажа
DITB	DIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство двойного индукционного каротажа В
DITD	DIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство двойного индукционного каротажа D
DITE	DIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство двойного индукционного каротажа (Фазор)
DITX	DIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство двойного индукционного каротажа D (с блоком сопряжения профилемера)
DLT	DLT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовый прибор бокового каротажа
DLTB	DLT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовый прибор бокового каротажа В
DLTC	DLT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовый прибор бокового каротажа С
DLTD	DLT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовый прибор бокового каротажа D
DLTE	DLT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовый прибор бокового каротажа Е
DPT	DPT	WIRELINE	Dielectric (Диэлектрические приборы )	Устройство (прибор) диэлектрического каротажа
DPTA	DPT	WIRELINE	Dielectric (Диэлектрические приборы)	Устройство (прибор) диэлектрического каротажа
DPTB	DPT	WIRELINE	Dielectric (Диэлектрические приборы)	Устройство (прибор) диэлектрического каротажа
DSLC	DSLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Блок оцифровки данных акустического каротажа
DSLT	DSLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство цифрового акустического каротажа
DSLT-BA	DSLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство цифрового акустического каротажа ВА
DSLT-BB	DSLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство цифрового акустического каротажа ВВ
DSLT-BC	DSLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство цифрового акустического каротажа ВС

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
DSLT-H	DSLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство цифрового акустического каротажа Н
DSLTBA	DSLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство цифрового акустического каротажа ВА
DSLTBB	DSLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство цифрового акустического каротажа ВВ
DSLTBC	DSLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство цифрового акустического каротажа ВС
DSST	DSST	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустической визуализации поперечных волн диполя
DSST-C	DSST	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустической визуализации поперечных волн диполя С
DSSTA	DSST	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустической визуализации поперечных волн диполя А
DSSTB	DSST	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустической визуализации поперечных волн диполя В
DSSTC	DSST	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустической визуализации поперечных волн диполя С
DST	DST	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовый прибор бокового каротажа с микросферически сфокусированным резистивиметром
DSTB	DST	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовый прибор бокового каротажа с микросферически сфокусированным резистивиметром
DSTD	DST	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовый прибор бокового каротажа с микросферически сфокусированным резистивиметром
DSTE	DST	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовый прибор бокового каротажа с микросферически сфокусированным резистивиметром
DWST	DWST	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустического каротажа с цифровой записью волны

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
ECC	ECC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок спектроскопии захватного излучения элементов (поддерживает ECS)
ECC-A	ECC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок спектроскопии захватного излучения элементов А
ECS	ECS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд спектроскопии захватного излучения элементов
ECS-A	ECS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд спектроскопии захватного излучения элементов А
ECSB	ECSC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок спектроскопии захватного излучения элементов. Совместим с забойными компоновками и цифровыми исследовательскими станциями (повышенная скорость передачи данных)
ECSC	ECSC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок спектроскопии захватного излучения элементов (то же самое оборудование, что и при нейтронном литологическом каротаже)
ECSC-AA	ECSC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок спектроскопии захватного излучения элементов AA, совместим со стандартными исследовательскими станциями (высокая скорость передачи данных)
ECSC-BA	ECSC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок спектроскопии захватного излучения элементов BA, совместим с цифровыми исследовательскими станциями (повышенная скорость передачи данных)
EPT	EPT	WIRELINE	Dielectric (Диэлектрические приборы)	Электромагнитное каротажное устройство с прижимным зондом
EPTD	EPT	WIRELINE	Dielectric (Диэлектрические приборы)	Электромагнитное каротажное устройство с прижимным зондом D

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
EPTE	EPT	WIRELINe	Dielectric (Диэлектрические приборы)	Электромагнитное каротажное устройство с прижимным зондом Е
EPTG	EPT	WIRELINe	Dielectric (Диэлектрические приборы)	Электромагнитное каротажное устройство с прижимным зондом Г
ES	ES	WIRELINe	Resistivity (Сопротивление)	Устройство (прибор) электрического каротажа
FGT	FGT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для гамма-гамма-каротажа
FGTC	FGT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для гамма-гамма-каротажа С
FGTCA	FGT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для гамма-гамма-каротажа СА
GNT	GNT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для гамма-нейтронного каротажа
GNTK	GNT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для гамма-нейтронного каротажа
GNTN	GNT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для гамма-нейтронного каротажа
GRA	GRA	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Геохимический анализатор пласта
GRT	GRT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для гамма-каротажа
GRTC	GRT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Высокотемпературное устройство для гамма-каротажа; 1 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "
GST	GST	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для гамма-спектрометрии
GST-A	GST	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для гамма-спектрометрии
HALS	HALS	WIRELINe	Resistivity (Сопротивление)	Интегрированный азимутальный боковой каротажный зонд высокого разрешения
HALS-BHALS	HALS	WIRELINe	Resistivity (Сопротивление)	Интегрированный азимутальный боковой каротажный зонд высокого разрешения В
HALSB	HALS	WIRELINe	Resistivity (Сопротивление)	Интегрированный азимутальный боковой каротажный зонд высокого разрешения В
HAPS-BA	APS	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд с электронным генератором нейtronов для условий высоких давления и температуры

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
HAPS-C	APS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд с электронным генератором нейтронов для использования в условиях высоких давления и температуры
HGNS	HGNS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Интегрированное каротажное устройство высокого разрешения — гамма-нейтронный зонд
HILT	HILT	WIRELINE	Combination (Сборка)	Комплексный каротажный зонд высокого разрешения
HILTB	HILT	WIRELINE	Combination (Сборка)	Комплексный каротажный зонд высокого разрешения В
HILTC	HILT	WIRELINE	Combination (Сборка)	Комплексный каротажный зонд высокого разрешения для стандартных станций, некомбинируемый
HILTD	HILT	WIRELINE	Combination (Сборка)	Комплексный каротажный зонд высокого разрешения для цифровых станций, комбинируемый
HIT	HIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство индукционного каротажа для работы в условиях неблагоприятной окружающей среды
HIT-A	HIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство индукционного каротажа для работы в условиях неблагоприятной окружающей среды А
HITA	HIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство индукционного каротажа для работы в условиях неблагоприятной окружающей среды А
HLDS	HLDS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд плотностного и литологического каротажа для применения в неблагоприятных условиях

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
HLDT	HLDT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство плотностного и литологического каротажа для применения в неблагоприятных окружающих условиях
HLDTA	HLDT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство плотностного и литологического каротажа для применения в неблагоприятных условиях А
HNCC	HNCC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок с ядерными материалами для применения в неблагоприятных окружающих условиях
HNCC-A	HNCC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок с ядерными материалами для применения в неблагоприятных окружающих условиях А
HNGC	HNGC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок спектрометрического гамма-каротажа для применения в неблагоприятных окружающих условиях
HNGC-A	HNGC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок спектрометрического гамма-каротажа для применения в неблагоприятных окружающих условиях
HNGS	HNGS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд для спектрометрического гамма-каротажа для применения в неблагоприятных окружающих условиях
HNGS-AA	HNGS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд каротажа естественного гамма-излучения для применения в неблагоприятных окружающих условиях АА
HNGS-BA	HNGS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд каротажа естественного гамма-излучения для применения в неблагоприятных окружающих условиях ВА
HNGT	HNGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство спектрометрического гамма-каротажа для применения в неблагоприятных окружающих условиях

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
HNPL-BA	NPLC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок с ядерными материалами для каротажа пористости и литологии
HRDD	HRDD	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Интегрированное устройство для проведения плотностного каротажа высокого разрешения
HRGD	HRGD	WIRELINE	Combination (Комбинация)	Интегрированное устройство высокого разрешения для каротажа сопротивления, гамма-каротажа и плотностного каротажа
HRLA	HRLA	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Набор зондов высокого разрешения для бокового каротажа
HRLA-A	HRLA	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство для бокового каротажа, использующее набор зондов высокого разрешения А
HRLT	HRLT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство для бокового каротажа, использующее набор зондов высокого разрешения
HRLT-B	HRLT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство для бокового каротажа, использующее набор зондов высокого разрешения В
HRLT-C	HRLT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство для бокового каротажа, использующее набор зондов высокого разрешения С
HSGT	HSGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство гамма-каротажа для применения в неблагоприятных окружающих условиях
HSGTA	HSGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство гамма-каротажа для применения в неблагоприятных окружающих условиях А
HSLT	DSLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустического каротажа для условий высокого давления и высокой температуры

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
HSLT-A	DSLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство оцифровки данных акустического каротажа для условий высокого давления и высокой температуры
ILTA	IRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство (прибор) индукционного каротажа
IMPA	IMPA	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Устройство для компенсированного каротажа сопротивления с несколькими зондами
IMPA-AA	IMPA	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Прибор для компенсированного каротажа сопротивления несколькими зондами, на базе прототипа; 4,75"
IMPA-AB	IMPA	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Устройство для компенсированного каротажа сопротивления с несколькими зондами без устройства определения наклона бурового долота; 4,75"
IMPA-BA	IMPA	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Устройство для компенсированного каротажа сопротивления с несколькими зондами с определением наклона бурового долота; 4,75"
IRT	IRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство индукционного каротажа
IRTF	IRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Прибор индукционного каротажа
IRTJ	IRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Прибор индукционного каротажа
IRTK	IRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Прибор индукционного каротажа
IRTL	IRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Прибор индукционного каротажа
IRTM	IRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Прибор индукционного каротажа
IRTN	IRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Прибор индукционного каротажа
IRTQ	IRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Прибор индукционного каротажа
IRTR	IRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Прибор индукционного каротажа

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
IRTX	IRT	WIRELINe	Resistivity (Сопротивление)	Прибор индукционно-го каротажа (с блоком сопряжения профилемера)
ISONIC	ISONIC	MWD	Acoustic (Акустика)	Устройство для акустического каротажа во время бурения
LDS	LDS	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд для литолого-плотностного каротажа (для интегрированного каротажа пористости и литологии)
LDSC	LDSC	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок для литолого-плотностного каротажа (поддерживает стандартные приборы и приборы высокого разрешения)
LDSC-A	LDSC	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок для литолого-плотностного каротажа А
LDT	LDT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для литолого-плотностного каротажа
LDTA	LDT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для литолого-плотностного каротажа А
LDTC	LDT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для литолого-плотностного каротажа С
LDTD	LDT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для литолого-плотностного каротажа D
LL3	LL3	WIRELINe	Resistivity (Сопротивление)	Устройство бокового каротажа 3 (разработано до внедрения цифровой техники)
LL7	LL7	WIRELINe	Resistivity (Сопротивление)	Зонд бокового каротажа 7 (разработан до внедрения цифровой техники)
MCFL	MCFL	WIRELINe	Resistivity (Сопротивление)	Фокусированный микрокаротажный прибор
MDLT	MDLT	WIRELINe	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовое устройство бокового каротажа
MDLTA	MDLT	WIRELINe	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовое устройство бокового каротажа А
MDST	MDST	WIRELINe	Resistivity (Сопротивление)	Среднее двухзондовое устройство сферически фокусированного бокового каротажа

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
MDSTA	MDST	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовое устройство сферически фокусированного бокового каротажа А
MIST	MIST	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Многоизотопное спектрометрическое устройство
MISTA	MIST	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Многоизотопное спектроскопическое устройство А
MISTB	MIST	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Многоизотопное спектроскопическое устройство В
MLL	MLL	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство бокового микрокаротажа (разработано до внедрения цифровой техники)
MLT	MLT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство микрокаротажа
MLTA	MLT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство микрокаротажа
MLTAA	MLT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство микрокаротажа АА
MPT	MPT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство каротажа ближней зоны с использованием микрозондов
MPTD	MPT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство каротажа ближней зоны с использованием микрозондов D
MRWD	MRWD	MWD	Nuclear_Magnetic (Ядерно-магнитные свойства)	Ядерно-магнитный каротаж при бурении
MRWD6-AA	MRWD	MWD	Nuclear_Magnetic (Ядерно-магнитные свойства)	Ядерно-магнитный каротаж при бурении АА
MSCT	MSCT	WIRELINE	Отбор проб	Боковой грунтонос
MSCTA	MSCT	WIRELINE	Отбор проб	Боковой грунтонос А
MSGT	MSGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Сцинтилляционное устройство для гамма-каротажа, 2 <sup>3/4</sup> "
MSGTA	MSGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Сцинтилляционное устройство для гамма-каротажа А
NDS	CDN	MWD	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд для нейтронно-плотностного каротажа
NDS6AA	CDN	MWD	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронно-плотностного каротажа; 6,5"
NDS6AB	CDN	MWD	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронно-плотностного каротажа; 6,5"

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
NDS6BA	CDN	MWD	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронно-плотностного каротажа; 6,5"
NDS8AA	CDN	MWD	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронно-плотностного каротажа; 8,0"
NDS8AB	CDN	MWD	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство компенсированного нейтронно-плотностного каротажа; 8,0"
NGS	NGS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд для спектрометрического гамма-каротажа
NGSA	NGS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд для спектрометрического гамма-каротажа
NGSB	NGS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд для спектрометрического гамма-каротажа
NGT	NGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для спектрометрического гамма-каротажа
NGTA	NGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для спектрометрического гамма-каротажа А
NGTB	NGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для спектрометрического гамма-каротажа В
NGTC	NGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для спектрометрического гамма-каротажа С
NGTD	NGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для спектрометрического гамма-каротажа D
NGTE	NGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для спектрометрического гамма-каротажа Е
NGTF	NGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для спектрометрического гамма-каротажа F
NMT	NMT	WIRELINE	Nuclear_Magnetic (Ядерно-магнитные свойства)	Устройство ядерно-магнитного каротажа
NMTC	NMT	WIRELINE	Nuclear_Magnetic (Ядерно-магнитные свойства)	Устройство ядерно-магнитного каротажа С
NMTCA	NMT	WIRELINE	Nuclear_Magnetic (Ядерно-магнитные свойства)	Устройство ядерно-магнитного каротажа СА
NMTCB	NMT	WIRELINE	Nuclear_Magnetic (Ядерно-магнитные свойства)	Устройство ядерно-магнитного каротажа СВ
NPLC	NPLC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок с ядерными материалами для каротажа пористости и литологии

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
NPLC-AA	NPLC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок с ядерными материалами для каротажа пористости и литологии АА (для стандартных станций)
NPLC-BA	NPLC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок с ядерными материалами для каротажа пористости и литологии ВА (для цифровых станций)
NPLC-BB	NPLC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок с ядерными материалами для каротажа пористости и литологии ВВ (для цифровых станций, без панели устройства спектрометрического гамма-каротажа в неблагоприятных условиях)
NPLT	NPLT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство каротажа пористости и литологии
PCD	PCD	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Каверномер с механическим приводом
PCDA	PCD	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Каверномер с механическим приводом А
PCDB	PCD	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Каверномер с механическим приводом В
PGT	PGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Прибор плотностного каротажа
PGTE	PGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Прибор для компенсированного плотностного каротажа
PGTF	PGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Прибор для компенсированного плотностного каротажа
PGTG	PGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Прибор для компенсированного плотностного каротажа
PGTH	PGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Прибор для компенсированного плотностного каротажа
PGTK	PGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Прибор для компенсированного плотностного каротажа
PGTL	PGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Прибор для компенсированного плотностного каротажа

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
PGTM	PGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Прибор для компенсированного плотностного каротажа
PNT	PNT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для нейтронного каротажа
PNTA	PNT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для нейтронного каротажа А
PNTB	PNT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для нейтронного каротажа В
PNTC	PNT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для нейтронного каротажа С
QAIT	HIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство малого диаметра для индукционного каротажа в неблагоприятных условиях
QCNT-A	CNT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство малого диаметра для компенсированного нейтронного каротажа в условиях повышенной температуры А
QLDTA	SLDT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство малого диаметра для литолого-плотностного каротажа в условиях повышенной температуры А
RAB	RAB	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Азимутальный боковой каротаж в процессе бурения. Устройство для гамма-каротажа
RAB675	RAB	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Азимутальный боковой каротаж в процессе бурения. Устройство для гамма-каротажа; 6,75"
RAB6AA	RAB	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Устройство для замера сопротивлений в процессе бурения; 6,75"
RAB6B	RAB	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Устройство для замера сопротивлений в процессе бурения; 6,75"
RAB825	RAB	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Азимутальный боковой каротаж в процессе бурения. Устройство для гамма-каротажа; 8,25"
RAB8A	RAB	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Устройство для замера сопротивлений в процессе бурения; 8,25"

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
RGM8A	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовое устройство компенсированного каротажа сопротивления в процессе бурения; 8,0"
RGM8A	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовое устройство компенсированного каротажа сопротивления в процессе бурения; 8,0"
RGM8AC	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовое устройство компенсированного каротажа сопротивления в процессе бурения; 8,0"
RGM9AA	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовое устройство компенсированного каротажа сопротивления в процессе бурения; 8,0"
RGM9AB	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовое устройство компенсированного каротажа сопротивления в процессе бурения; 9,5"
RGS	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовое устройство компенсированного каротажа сопротивлений в процессе бурения. Гамма-каротаж
RGS6AA	CDR	MWD	Resistivity (Сопротивление)	Двухзондовое устройство компенсированного каротажа сопротивления в процессе бурения; 6,5"
RST	RST	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для определения насыщенности пласта
RSTA	RST	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для определения насыщенности пласта А
RSTB	RST	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для определения насыщенности пласта В
SAIT	SAIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство индукционного каротажа малого диаметра
SAIT-AA	SAIT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство индукционного каротажа малого диаметра
SDT	SDT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство цифрового акустического каротажа
SDTA	SDT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство цифрового акустического каротажа А

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
SDTB	SDT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство цифрового акустического каротажа В
SDTC	SDT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство цифрового акустического каротажа С
SDTE	SDT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство цифрового акустического каротажа Е
SGT	SGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Сцинтилляционное устройство для гамма-каротажа
SGTE	SGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Сцинтилляционное устройство для гамма-каротажа
SGTEA	SGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Сцинтилляционное устройство для гамма-каротажа ЕА
SGTEE	SGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Сцинтилляционное устройство для гамма-каротажа ЕЕ
SGTFL	SGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Сцинтилляционное устройство для гамма-каротажа
SGTG	SGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Сцинтилляционное устройство для гамма-каротажа G
SGTK	SGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Сцинтилляционное устройство для гамма-каротажа K
SGTL	SGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Сцинтилляционное устройство для гамма-каротажа L
SGTN	SGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Сцинтилляционное устройство для гамма-каротажа N
SGTR	SGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Сцинтилляционное устройство для гамма-каротажа R
SLDT	SLDT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство малого диаметра для лито-плотностного каротажа
SLDTA	SLDT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство малого диаметра для лито-плотностного каротажа А
SLDTB	SLDT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство малого диаметра для лито-плотностного каротажа (в условиях неблагоприятной окружающей среды)

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
SLT	SLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустического каротажа
SLTJ	SLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустического каротажа
SLTL	SLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустического каротажа
SLTM	SLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустического каротажа
SLTN	SLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустического каротажа
SLTQ	SLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустического каротажа
SLTS	SLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустического каротажа
SLTT	SLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство акустического каротажа
SMRT	SMRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство малого диаметра для микрокаротажа сопротивления
SMRTA	SMRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Устройство малого диаметра для микрокаротажа сопротивления А
SNPD	SNPD	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для нейтронного каротажа
SON675	ISONIC	MWD	Acoustic (Акустика)	Устройство акустического каротажа; 6,75"
SON825	ISONIC	MWD	Acoustic (Акустика)	Устройство акустического каротажа; 8,25"
SP	SP	WIRELINE	Potential (Потенциал)	Каротаж ПС
SPA	SPA	WIRELINE	Potential (Потенциал)	Переходник для устройства каротажа ПС
SPAA	SPA	WIRELINE	Potential (Потенциал)	Переходник для устройства каротажа ПС А
SPE	SPE	WIRELINE	Potential (Потенциал)	Удлинитель для устройства каротажа ПС
SPEA	SPE	WIRELINE	Potential (Потенциал)	Удлинитель для устройства каротажа ПС А
SPIN	SP	WIRELINE	Potential (Потенциал)	Шаблон устройства для каротажа ПС
SRT	SRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Микрофокусированное устройство каротажа сопротивления
SRTB	SRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Микрофокусированное устройство каротажа сопротивления В
SRTC	SRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Микрофокусированное устройство каротажа сопротивления С

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
SRTD	SRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Микрофокусированное устройство каротажа сопротивления D
SRTX	SRT	WIRELINE	Resistivity (Сопротивление)	Микрофокусированное устройство каротажа сопротивления X
SSGT	SSGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Сцинтиляционное устройство для гамма-каротажа
SSGTA	SSGT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Сцинтиляционное устройство для гамма-каротажа A
SSLT	SSLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство малого диаметра для акустического каротажа
SSLTA	SSLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство малого диаметра для акустического каротажа A
SSLTAA	SSLT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Устройство малого диаметра для акустического каротажа AA
STCB	CST	WIRELINE	Отбор проб	Керноотборник
SWD8AA	ISONIC MWD	LWD	Acoustic (Акустика)	Опытный образец устройства акустического каротажа, применяемого в процессе бурения; 8,25"
SWD8BA	ISONIC MWD	LWD	Acoustic (Акустика)	Устройство акустического каротажа с экспериментальным монополем, применяемое в процессе бурения; 8,25"
SWD8CA	ISONIC MWD	LWD	Acoustic (Акустика)	Устройство акустического каротажа экспериментальной серии, применяемое в процессе бурения; 8,25"
SWT	SWT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для определения водонасыщенности пород
SWTC	SWTC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок устройства для определения водонасыщенности пород
SWTCA	SWTC	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Блок устройства для определения водонасыщенности пород A
SWTS	SWTS	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд устройства для определения водонасыщенности пород

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
SWTSA	SWTS	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд устройства для определения водонасыщенности пород А
SWTSB	SWTS	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд устройства для определения водонасыщенности пород В
SWTX	SWTX	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Оборудование для определения водонасыщенности пород
SWTXA	SWTX	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Оборудование для определения водонасыщенности пород А
TSGT	SGT	WIRELINe	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для гамма-каротажа

**Каротаж в эксплуатационных и нагнетательных скважинах**

ASMT	ASMT	WIRELINe	Acoustic (Акустика)	Прибор широкополосного акустического каротажа.
BSDT	BSDT	WIRELINe	Acoustic (Акустика)	Устройство для обнаружения песка на забое
CFM	CFM	WIRELINe	Расходомер	Расходомер (со складной вертушкой или непрерывного действия)
CFM1	CFM	WIRELINe	Расходомер	Расходомер 1 (со складной вертушкой или непрерывного действия)
CFM2	CFM	WIRELINe	Расходомер	Расходомер 2 (со складной вертушкой или непрерывного действия)
CFS	CFS	WIRELINe	Расходомер	Скважинный расходомер
CFSF	CFS	WIRELINe	Расходомер	Скважинный расходомер непрерывного действия F
CFSH	CFS	WIRELINe	Расходомер	Скважинный расходомер непрерывного действия H
CFSJ	CFS	WIRELINe	Расходомер	Скважинный расходомер непрерывного действия J
CFSK	CFS	WIRELINe	Расходомер	Скважинный расходомер непрерывного действия K
CFSN	CFS	WIRELINe	Расходомер	Скважинный расходомер непрерывного действия N
CFSP	CFS	WIRELINe	Расходомер	Скважинный расходомер непрерывного действия P
CFSQ	CFS	WIRELINe	Расходомер	Скважинный расходомер непрерывного действия Q
CFSR	CFS	WIRELINe	Расходомер	Скважинный расходомер непрерывного действия R

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
CFSX	CFS	WIRELINE	Расходомер	Скважинный расходомер непрерывного действия X
CHMS	CHMS	WIRELINE	Давление	Манометр высокого давления для комбинированного прибора каротажа эксплуатационных и нагнетательных скважин
CPLC	CPLC	WIRELINE	Combination (Сборка)	Компактный блок для каротажа эксплуатационных и нагнетательных скважин
CPLS	CPLS	WIRELINE	Combination (Сборка)	Малогабаритный зонд для каротажа эксплуатационных и нагнетательных скважин
CPLT	CPLT	WIRELINE	Combination (Сборка)	Комбинированное устройство для каротажа эксплуатационных и нагнетательных скважин
CPLTA	CPLT	WIRELINE	Combination (Сборка)	Комбинированное устройство для каротажа эксплуатационных и нагнетательных скважин А
CPLTB	CPLT	WIRELINE	Combination (Сборка)	Комбинированное устройство для каротажа эксплуатационных и нагнетательных скважин В
CPLTC	CPLT	WIRELINE	Combination (Сборка)	Комбинированное устройство для каротажа эксплуатационных и нагнетательных скважин С
CRG	CRG	WIRELINE	Давление	Манометр (производство компании Flopetrol-Johnston)
DEFT	DEFT	WIRELINE	Расходомер	Устройство цифрового ввода и визуализации флюида
DEFTA	DEFT	WIRELINE	Расходомер	Устройство цифрового ввода и визуализации флюида А
DEFTAB	DEFT	WIRELINE	Расходомер	Устройство цифрового ввода и визуализации флюида АВ

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
DEFTAB_2	DEFT	WIRELINE	Расходомер	Устройство цифрового ввода и визуализации флюида АВ (второе устройство АВ в приборной сборке)
DEFTA_2	DEFT	WIRELINE	Расходомер	Устройство цифрового ввода и визуализации флюида А (второе устройство А в приборной сборке)
DEFTB	DEFT	WIRELINE	Расходомер	Устройство цифрового ввода и визуализации флюида В
DEFTC	DEFT	WIRELINE	Расходомер	Устройство цифрового ввода и визуализации флюида С
DEFTC_2	DEFT	WIRELINE	Расходомер	Устройство цифрового ввода и визуализации флюида С (второе устройство С в приборной сборке)
DFIC	DFIC	WIRELINE	Расходомер	Блок подключения двухзондового расходомера
DFICA	DFIC	WIRELINE	Расходомер	Блок подключения двухзондового расходомера А
DFICB	DFIC	WIRELINE	Расходомер	Блок подключения двухзондового расходомера В
DGT	DGT	WIRELINE	Плотность	Плотностномер
DGT-AA	DGT	WIRELINE	Плотность	Плотностномер АА
EFM	EFM	WIRELINE	Расходомер	Электрический расходомер (компания Flopetrol-Johnston)
EXP	EXP	WIRELINE	Combination (Комбинация)	Поверхностные измерения устьевого давления и температуры
FBDS	CFS	WIRELINE	Расходомер	Расходомер вертушечный пакерный
FBDSA	CFS	WIRELINE	Расходомер	Расходомер вертушечный пакерный А
FBSA	CFS	WIRELINE	Расходомер	Расходомер вертушечный пакерный А
FBSB	CFS	WIRELINE	Расходомер	Расходомер вертушечный пакерный В
FBSC	CFS	WIRELINE	Расходомер	Расходомер вертушечный пакерный С
FBSD	CFS	WIRELINE	Расходомер	Расходомер вертушечный пакерный D

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
FBSE	CFS	WIRELINE	Расходомер	Расходомер вертушечный пакерный Е
FBSX	CFS	WIRELINE	Расходомер	Расходомер вертушечный пакерный Х
FSMT	FSMT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство мониторинга оседания пласта
FSMT-A	FSMT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство мониторинга оседания пласта А
FSMT-B	FSMT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство мониторинга оседания пласта В
GHOST	DEFT	WIRELINE	Расходомер	Устройство оптического контроля объемной доли газа
GHOST2	DEFT	WIRELINE	Расходомер	Устройство оптического контроля объемной доли газа А (второе устройство А в приборной сборке)
GHOSTA	DEFT	WIRELINE	Расходомер	Устройство оптического контроля объемной доли газа А
GHOSTA_2	DEFT	WIRELINE	Расходомер	Устройство оптического контроля объемной доли газа А (второе устройство А в приборной сборке)
GMS	GMS	WIRELINE	Fluid_Density (Плотность флюида)	Дифференциальный скважинный манометр
GMSC	GMS	WIRELINE	Fluid_Density (Плотность флюида)	Дифференциальный скважинный манометр
GMSD	GMS	WIRELINE	Fluid_Density (Плотность флюида)	Дифференциальный скважинный манометр
GPPT	GPPT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для гамма-нейтронного каротажа
HCFS	HCFS	WIRELINE	Расходомер	Высокотемпературный скважинный расходомер
HCFA	HCFS	WIRELINE	Расходомер	Высокотемпературный скважинный расходомер А
HCFT	HCFT	WIRELINE	Расходомер	Расходомер
HCFTA	HCFT	WIRELINE	Расходомер	Расходомер
HMS	HMS	WIRELINE	Давление	Манометр производства компании Hewlett Packard
HMSA	HMS	WIRELINE	Давление	Манометр производства компании Hewlett Packard

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
HMSB	HMS	WIRELINE	Давление	Манометр производства компании Hewlett Packard
HPA	HPA	WIRELINE	Давление	Переходник производства компании Hewlett Packard
HPAA	HPA	WIRELINE	Давление	Переходник производства компании Hewlett Packard
HPAB	HPA	WIRELINE	Давление	Переходник производства компании Hewlett Packard
HPXA	HPA	WIRELINE	Давление	Переходник производства компании Hewlett Packard
HTT	HTT	WIRELINE	Температура	Термометр высокоточный
HTTA	HTT	WIRELINE	Температура	Термометр высокоточный А
HTTB	HTT	WIRELINE	Температура	Термометр высокоточный В
HTTC	HTT	WIRELINE	Температура	Термометр высокоточный С
HTTCA	HTT	WIRELINE	Температура	Термометр высокоточный СА
HUM	HUM	WIRELINE	Fluid_Density (Плотность флюида)	Устройство измерения плотности флюидов.
HUMA	HUM	WIRELINE	Fluid_Density (Плотность флюида)	Устройство измерения плотности флюидов А
HUMB	HUM	WIRELINE	Fluid_Density (Плотность флюида)	Устройство измерения плотности флюидов В
ISDT	ISDT	WIRELINE	Acoustic (Акустика)	Встроенное устройство обнаружения песчаника (например, Fluenta Technology)
LEE_FM	LEE_FM	WIRELINE	Расходомер	Расходомер, выпускаемый компанией Lee Tools, применяемый компанией Schlumberger
LIFT	LIFT	WIRELINE	Расходомер	Расходомер, основанный на измерении локального импеданса
LIFTB	LIFT	WIRELINE	Расходомер	Расходомер, основанный на измерении локального импеданса
MSRT	MSRT	PRODUCTION	Combination (Сборка)	Многодатчиковое записывающее устройство, включает расходомер, манометр и термометр

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
MSRTA	MSRT	PRODUCTION	Combination (Сборка)	Многодатчиковое записывающее устройство А
MSRTB	MSRT	PRODUCTION	Combination (Сборка)	Многодатчиковое записывающее устройство В
MSRTC	MSRT	PRODUCTION	Combination (Сборка)	Многодатчиковое записывающее устройство С
MSRTD	MSRT	PRODUCTION	Combination (Комбинация)	Многодатчиковое записывающее устройство D
MTSA	MTS	WIRELINE	Combination (Сборка)	Зонд для измерения давления и температуры А
MTSC	MTS	WIRELINE	Combination (Сборка)	Зонд для измерения давления и температуры С
NFD	NFD	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для измерения плотности флюида, основанное на применении источника ядерного излучения
NFDA	NFD	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для измерения плотности флюида, основанное на применении источника ядерного излучения А
NFDB	NFD	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для измерения плотности флюида, основанное на применении источника ядерного излучения В
Nfdc	NFD	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для измерения плотности флюида, основанное на применении источника ядерного излучения С
PBFS	CFS	WIRELINE	Расходомер	Пакерный расходомер
PBFSA	CFS	WIRELINE	Расходомер	Пакерный расходомер А
PBFSB	CFS	WIRELINE	Расходомер	Пакерный расходомер В
PBFSC	CFS	WIRELINE	Расходомер	Пакерный расходомер С
PBFT	CFS	WIRELINE	Расходомер	Пакерный расходомер
PBMS	PBMS	WIRELINE	Combination (Комбинация)	Базовый модульный зонд расходомера PSP
PFCS	PFCS	WIRELINE	Расходомер	Расходомер со сдвоенным каверномером PSP
PGMC	PGMC	WIRELINE	Fluid_Density (Плотность флюида)	Несущее устройство дифференциального скважинного манометра PSP

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
PGMC-A	PGMC	WIRELINE	Fluid_Density (Плотность флюида)	Несущее устройство дифференциального скважинного манометра PSP
PGMS	PGMS	WIRELINE	Fluid_Density (Плотность флюида)	Дифференциальный скважинный манометр PSP
PILSA	CFS	WIRELINE	Расходомер	Расходомер со сдвоенным каверномером PSP
PMIT	PMIT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Многопальцевое (multifinger) устройство визуализации
PMIT-A	PMIT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Многопальцевое (multifinger) устройство визуализации А
PMIT-B	PMIT	WIRELINE	Casing_Inspection (Контроль обсадных труб)	Многопальцевое (multifinger) устройство визуализации В
PPS	PPS	WIRELINE	Testing (Испытания)	Зонд эксплуатационного пакера, 1 <sup>11</sup> / <sub>16</sub> "
PPSA	PPS	WIRELINE	Testing (Испытания)	Зонд эксплуатационного пакера А
PPSB	PPS	WIRELINE	Testing (Испытания)	Зонд эксплуатационного пакера В
PPT	PPT	WIRELINE	Testing (Испытания)	Устройство эксплуатационного пакера
PSPT	PSPT	WIRELINE	Combination (Комбинация)	Платформа для проведения исследований в эксплуатационных скважинах
PST	PST	WIRELINE	Отбор проб	Пробоотборник флюидов для эксплуатационных скважин
PSTA	PST	WIRELINE	Отбор проб	Пробоотборник флюидов для эксплуатационных скважин
PSTT	PSTT	WIRELINE	Mechanical (Механика)	Тяговое устройство для операций в эксплуатационных скважинах
PSTT-A	PSTT	WIRELINE	Mechanical (Механика)	Тяговое устройство для операций в эксплуатационных скважинах АА
PTS	PTS	WIRELINE	Combination (Комбинация)	Зонд для измерения давления и температуры
PTSA	PTS	WIRELINE	Combination (Комбинация)	Зонд для измерения давления и температуры А
PTSB	PTS	WIRELINE	Combination (Комбинация)	Зонд для измерения давления и температуры АВ

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
PTSB	PTS	WIRELINE	Combination (Комбинация)	Зонд для измерения давления и температуры В
PUCS	PUCS	WIRELINE	Давление	Зонд несущей конструкции одиночного измерительного прибора PSP
PUCS-A1	PUCS	WIRELINE	Combination (Комбинация)	Однодатчиковый зонд PSP А (первое устройство в комбинации PUCS-A)
PUCS-A2	PUCS	WIRELINE	Combination (Комбинация)	Однодатчиковый зонд PSP А (второе устройство в комбинации PUCS-A)
PVS	PVS	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Зонд фазовой скорости: выбрасыватель маркирующего флюида для определения фазовой скорости
PVS-AA	PVS	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Зонд фазовой скорости AA: выбрасыватель маркирующего флюида диаметром $1\frac{11}{16}$ "
RCT	RCT	WIRELINE	Расходомер	Датчик расходомера (вызывное устройство)
RCTA	RCT	WIRELINE	Расходомер	Датчик расходомера А (вызывное устройство)
SCTT	SCTT	WIRELINE	Температура	Боковой контактный термометр
SPG	SPG	WIRELINE	Давление	Манометр, работающий по принципу измерения относительной деформации
SPST	SPST	WIRELINE	Отбор проб	Пробоотборник флюидов для эксплуатационных скважин
SPSTA	SPST	WIRELINE	Отбор проб	Пробоотборник флюидов для эксплуатационных скважин А
SPTS	SPTS	WIRELINE	Combination (Комбинация)	Зонд давления и температуры
SPTSA	SPTS	WIRELINE	Combination (Комбинация)	Зонд давления и температуры А
SVFS	SVFS	WIRELINE	Расходомер	Зонд вихревого расходомера для скважины малого диаметра
SVFSA	SVFS	WIRELINE	Расходомер	Зонд вихревого расходомера для скважины малого диаметра А

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
TDMB	TDT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для проведения импульсного нейтронного гамма-каротажа
TDT	TDT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для проведения импульсного нейтронного гамма-каротажа
TDTK	TDT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для проведения импульсного нейтронного гамма-каротажа
TDTM	TDT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для проведения импульсного нейтронного гамма-каротажа
TDTP	TDT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Устройство для проведения импульсного нейтронного гамма-каротажа
TEMP	TEMP	WIRELINE	Температура	Температура
TET	TET	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Выбрасыватель индикатора
TETD	TET	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Выбрасыватель индикатора
TETE	TET	WIRELINE	Special_Purpose (Специальное назначение)	Выбрасыватель индикатора
TMT	TMT	WIRELINE	Температура	Устройство для измерения температуры и давления
TPT	TPT	WIRELINE	Combination (Комбинация)	Устройство для измерения температуры и давления (Flopetrol-Johnston)

**Исследование скважин**

CP_1	MDCP	WIRELINE	Отбор проб	Модульное динамическое устройство сверления обсадной колонны 1
CP_2	MDCP	WIRELINE	Отбор проб	Модульное динамическое устройство сверления обсадной колонны 2
CP_3	MDCP	WIRELINE	Отбор проб	Модульное динамическое устройство сверления обсадной колонны 3
DP_1	MRDP	WIRELINE	Отбор проб	Многодатчиковый блок модульного динамического пластиоиспытателя

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
DP_2	MRDP	WIRELINE	Отбор проб	Многодатчиковый блок модульного динамического пластоиспытателя
DP_3	MRDP	WIRELINE	Отбор проб	Многодатчиковый блок модульного динамического пластоиспытателя
DWCS	DWCS	PRODUCTION	Special_Purpose (Специальное назначение)	Глубоководная система управления
DWCS-A	DWCS	PRODUCTION	Special_Purpose (Специальное назначение)	Глубоководная система управления А
FC_1	MRFC	WIRELINE	Отбор проб	Модульный динамический пластоиспытатель
FC_2	MRFC	WIRELINE	Отбор проб	Блок контроля расхода модульного динамического пластоиспытателя
FC_3	MRFC	WIRELINE	Отбор проб	Блок контроля расхода модульного динамического пластоиспытателя
GFA	GFA	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Детектор гамма-излучения для пластоиспытателя
GFAA	GFA	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Детектор гамма-излучения для пластоиспытателя
GFT	GFT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд ГК пластоиспытателя
GFTA	GFT	WIRELINE	Nuclear (Ядерный каротаж)	Зонд ГК пластоиспытателя
HY1	MRTT	WIRELINE	Отбор проб	Гидравлический блок модульного пластоиспытателя
HY2	MRTT	WIRELINE	Отбор проб	Гидравлический блок модульного пластоиспытателя
HY3	MRTT	WIRELINE	Отбор проб	Гидравлический блок модульного пластоиспытателя
HY_1	MRHY	WIRELINE	Отбор проб	Гидравлический блок модульного динамического пластоиспытателя
HY_2	MRHY	WIRELINE	Отбор проб	Гидравлический блок модульного динамического пластоиспытателя
HY_3	MRHY	WIRELINE	Отбор проб	Гидравлический блок модульного динамического пластоиспытателя
MDCP	MDCP	WIRELINE	Отбор проб	Модульное динамическое устройство сверления обсадной колонны

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
MDT	MDT	WIRELINE	Отбор проб	Модульный динамический пластоиспытатель
MP1	MRTT	WIRELINE	Отбор проб	Многодатчиковый блок модульного пластоиспытателя
MP2	MRTT	WIRELINE	Отбор проб	Многодатчиковый блок модульного пластоиспытателя
MP3	MRTT	WIRELINE	Отбор проб	Многодатчиковый блок модульного пластоиспытателя
MRDP	MRDP	WIRELINE	Отбор проб	Модуль динамического пластоиспытателя с двумя пробоотборниками
MRFA	MRFA	WIRELINE	Отбор проб	Оптический анализатор флюида
MRFC	MRFC	WIRELINE	Отбор проб	Блок контроля расхода модульного динамического пластоиспытателя
MRHY	MRHY	WIRELINE	Отбор проб	Модульный динамический пластоиспытатель
MRMS	MRMS	WIRELINE	Отбор проб	Многопробный блок модульного динамического пластоиспытателя
MRPA	MRPA	WIRELINE	Отбор проб	Блок двойного пакера модульного динамического пластоиспытателя
MRPC	MRPC	WIRELINE	Отбор проб	Силовой блок модульного динамического пластоиспытателя
MRPO	MRPO	WIRELINE	Отбор проб	Блок для вызова притока модульного динамического пластоиспытателя
MRPOUD	MRPOUD	WIRELINE	Отбор проб	Блок для вызова притока модульного динамического пластоиспытателя
MRPS	MRPS	WIRELINE	Отбор проб	Блок однократного отбора пробы модульного динамического пластоиспытателя
MRSC	MRSC	WIRELINE	Отбор проб	Блок для отбора проб модульного динамического пластоиспытателя
MRTT	MRTT	WIRELINE	Отбор проб	Модульный динамический пластоиспытатель
MS_1	MRMS	WIRELINE	Отбор проб	Многопробный модуль 1
MS_2	MRMS	WIRELINE	Отбор проб	Многопробный модуль 2
MS_3	MRMS	WIRELINE	Отбор проб	Многопробный модуль 3

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
MS_4	MRMS	WIRELINe	Отбор проб	Многопробный модуль 4
MS_5	MRMS	WIRELINe	Отбор проб	Многопробный модуль 5
MTS	MTS	WIRELINe	Combination (Комбинация)	Манометр-термометр
PA	MRPA	WIRELINe	Отбор проб	Пакер модульно-го динамического пластиоиспытателя
PC	MRPC	WIRELINe	Отбор проб	Силовой блок модуль-ного динамического пластиоиспытателя
PO	MRPO	WIRELINe	Отбор проб	Блок вызова притока мо-дульного динамического пластиоиспытателя
POUD	MRPOUD	WIRELINe	Отбор проб	Блок вызова притока мо-дульного динамического пластиоиспытателя
PP1	MRTT	WIRELINe	Отбор проб	Прецизионный мано-метрический модуль пластиоиспытателя
PP2	MRTT	WIRELINe	Отбор проб	Прецизионный мано-метрический модуль пластиоиспытателя
PP3	MRTT	WIRELINe	Отбор проб	Прецизионный мано-метрический модуль пластиоиспытателя
PQG	PQG	PRODUCTION	Special_Purpose (Специ-альное назначение)	Стационарный кварцевый датчик давления
PQG1	PQG	PRODUCTION	Special_Purpose (Специ-альное назначение)	Стационарный кварцевый датчик давления 1
PQG2	PQG	PRODUCTION	Special_Purpose (Специ-альное назначение)	Стационарный кварцевый датчик давления 2
PS1	MRTT	WIRELINe	Отбор проб	Модуль пластиоис-пытателя с одним пробоотборником
PS2	MRTT	WIRELINe	Отбор проб	Модуль пластиоис-пытателя с одним пробоотборником
PS3	MRTT	WIRELINe	Отбор проб	Модуль пластиоис-пытателя с одним пробоотборником
PS_1	MRPS	WIRELINe	Отбор проб	Модуль динамического пластиоиспытателя с од-ним пробоотборником
PS_2	MRPS	WIRELINe	Отбор проб	Модуль динамического пластиоиспытателя с од-ним пробоотборником

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
PS_3	MRPS	WIRELINE	Отбор проб	Модуль динамического пластиоиспытателя с одним пробоотборником
RFT	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Опробователь пласта многократного действия
RFTA	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Опробователь пласта многократного действия
RFTAB	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Опробователь пласта многократного действия
RFTB	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Опробователь пласта многократного действия
RFTTN	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Опробователь пласта многократного действия
RPQS	RPQS	WIRELINE	Отбор проб	Кварцевый датчик давления опробователя пласта многократного действия
RTBC	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Опробователь пласта многократного действия для обсаженной скважины
RTBO	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Опробователь пласта многократного действия для необсаженной скважины
RTCU	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Опробователь пласта многократного действия для обсаженной скважины
RTO U	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Опробователь пласта многократного действия для необсаженной скважины
SC1	MRTT	WIRELINE	Отбор проб	Пробоотборная камера модульного пластиоиспытателя
SC_1	MRSC	WIRELINE	Отбор проб	Пробоотборная камера модульного динамического пластиоиспытателя
SPFT	SPFT	WIRELINE	Testing (Испытания)	Малогабаритный пакер-ный анализатор флюида
SPFTA	SPFT	WIRELINE	Testing (Испытания)	Малогабаритный пакер-ный анализатор флюида
SRFT	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Опробователь пласта многократного действия малого диаметра
SRFTA	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Малогабаритный опробователь пласта многократного действия А

<b>Мнемоника</b>	<b>Тип</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Область применения</b>	<b>Описание</b>
SRFTB	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Малогабаритный опробователь пласта много-кратного действия В
SRFT_A	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Малогабаритный опробователь пласта много-кратного действия А
SRFT_B	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Малогабаритный опробователь пласта много-кратного действия В
SRFT_C	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Малогабаритный опробователь пласта много-кратного действия С
SRFT_D	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Малогабаритный опробователь пласта много-кратного действия D
SRFT_E	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Малогабаритный опробователь пласта много-кратного действия Е
SRFT_F	RFT	WIRELINE	Отбор проб	Малогабаритный опробователь пласта много-кратного действия F
WTPS	WTPS	WIRELINE	Давление	Манометр ГДИС
WTPT	WTPT	WIRELINE	Давление	Манометр ГДИС

**Мнемоника, применяемая к приборам компании Halliburton**

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
2AC	2ACBA	Двухрычажный каверномер (версии со старым программным обеспечением)	CALIPER (Каверномер)	XL1K
2AC	2ACCA	Двухрычажный каверномер (версии со старым программным обеспечением)	CALIPER (Каверномер)	XL1K
ACCZ	ACCZ	Измеритель ускорения по оси Z	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
BATS	BATS	Скважинный акустический и термометрический зонд	COMPLETION (Заканчивание)	CHLS
BATS	BATSA	Скважинный акустический и термометрический зонд	COMPLETION (Заканчивание)	XL1K
BCS	BCSBB	Акустический каротаж с компенсацией влияния скважины	SONIC (Акустика)	XL1K
BCS	BCSBD	Акустический каротаж с компенсацией влияния скважины	SONIC (Акустика)	XL1K
BCS	BCSD	DITS для акустического каротажа с компенсацией влияния скважины	SONIC (Акустика)	PLS2
BCS	BCSFA	Акустический каротаж с компенсацией влияния скважины	SONIC (Акустика)	XL1K
BCS	BCSHA	Акустический каротаж с компенсацией влияния скважины	SONIC (Акустика)	XL1K
BCS	BCSJA	Акустический каротаж с компенсацией влияния скважины	SONIC (Акустика)	XL1K
BCSD	BCSD	Интерактивная система телеметрии для акустического каротажа с компенсацией влияния скважины	SONIC (Акустика)	PLS2
BCSD	BCSDAA	Интерактивная система телеметрии для акустического каротажа с компенсацией влияния скважины	SONIC (Акустика)	XL1K
BHC_GR	BCS	Гамма-каротаж с компенсацией влияния скважины	SONIC (Акустика)	PLS2
BHCS	BCS	Акустический каротаж с компенсацией влияния скважины	SONIC (Акустика)	PLS2
BHCS_D	BCS	Акустический каротаж с компенсацией влияния скважины	SONIC (Акустика)	PLS2
BHV	BHV	Вычислительная панель BHV	DUMMY TOOL (Шаблон устройства)	XL1K
BIP	BIPAA	Изолирующий переводник для монтажа цифрового зонда	RESISTIVITY (Удельное сопротивление)	XL1K

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
BPOLAR	COSMOS	Биполярный импульсный зонд (CosMos)	COMPLETION (Заканчивание)	CHLS
BRID	DLLT	Подвеска для электрода с кабелем	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
BRID_R	DLLT	Жесткая подвеска для электрода с кабелем	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
BRIDG	DLL	Подвеска электрода с кабелем для цифровых зондов	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
C_GR	DDL GR	Гамма-зонд CAST CARD	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
CAL	CAL	Панель XL1 для обработки данных каверномера	CALIPER (Каверномер)	XL1K
CAL_BB	SLDCAL	Каверномер SLD_BB	CALIPER (Каверномер)	PLS2
CAL4DC	GO	Четырехрычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	PLS2
CALDC2	GO	Двухрычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	PLS2
CALDC4	GO	Четырехрычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	PLS2
CALI_1	SDLT-A	Каверномер SDL	CALIPER (Каверномер)	PLS2
CALI_2	M320	Каверномер MSFL/MEL	CALIPER (Каверномер)	PLS2
CALI_3	M202	Каверномер D202	CALIPER (Каверномер)	PLS2
CALI_4	HSDLM-B	Каверномер SDL для работы в аномальных условиях	CALIPER (Каверномер)	PLS2
CALI_5	HFDT-A	Каверномер HFDT	CALIPER (Каверномер)	PLS2
CALI_6	M320	Цифровой зонд для бокового микрокаротажа и кавернometрии	CALIPER (Каверномер)	PLS2
CALISW	M123	Каверномер SWN	CALIPER (Каверномер)	PLS2
CALMSF	MSFL	Цифровой каверномер для микросферически фокусированного каротажа	CALIPER (Каверномер)	PLS2
CAST	CAST	Устройство для акустического сканирования DIO #6	IMAGING (Визуализация)	PLS2
CAST	CASTAA	Кольцевое сканирующее акустическое устройство	IMAGING (Визуализация)	XL1K
CAST	CASTBA	Кольцевое сканирующее акустическое устройство	IMAGING (Визуализация)	XL1K
CAST	CASTXX	DITS кольцевого сканирующего акустического устройства	IMAGING (Визуализация)	XL1K

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
CASTD	CAST	Сканирующее акустическое устройство с интерактивной системой телеметрии	IMAGING (Визуализация)	PLS2
CASTDP	CAST	Интерактивная система телеметрии для акустического сканера (без диафрагмы)	IMAGING (Визуализация)	PLS2
CBL	CBL	Акустический цементомер	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	PLS2
CBL	CBLDC	Акустический цементомер	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	XL1K
CBL	CBLEA	Акустический цементомер	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	XL1K
CBL	CBLEB	Акустический цементомер	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	XL1K
CBL	CBLFA	Акустический цементомер ( $1\frac{11}{16}''$ )	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	XL1K
CBL	CBLFB	Акустический цементомер ( $1\frac{11}{16}''$ )	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	XL1K
CBL	CBLHA	Акустический цементомер (модульный)	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	XL1K
CBL_D	F WAT-A	Интерактивная система телеметрии M305B для укороченного цементомера	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	PLS2
CCAT	CCAT	Компенсированное устройство контроля цемента	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	PLS2
CCATCL	M214	Многоканальный локатор муфтовых соединений обсадных труб	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
CCATGR	M507	Многоканальное устройство гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
CCL	CCLPA	Локатор муфтовых соединений обсадных труб (для эксплуатационных скважин)	COMPLETION (Заканчивание)	XL1K
CCL	CCLPB	Локатор муфтовых соединений обсадных труб (для эксплуатационных скважин)	COMPLETION (Заканчивание)	XL1K
CCL	CCLQA	Локатор муфтовых соединений обсадных труб (цифровой)	COMPLETION (Заканчивание)	XL1K
CCL	CCLRA	Локатор муфтовых соединений обсадных труб (модульный)	COMPLETION (Заканчивание)	XL1K
CCL	CCLUN	Локатор муфтовых соединений обсадных труб (универсальный)	COMPLETION (Заканчивание)	XL1K
CCL	CCLWA	Локатор муфтовых соединений обсадных труб (цифровой)	COMPLETION (Заканчивание)	XL1K
CCL_1	M214	Многоканальный локатор муфтовых соединений обсадных труб	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
CCL_PL	PCU	Локатор муфтовых соединений обсадных труб	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
CCLDC	COSMOS	Локатор муфтовых соединений обсадных труб (постоянного тока)	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
CCLDC1	BELL	Локатор муфтовых соединений обсадных труб (постоянного тока)	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
CCLGP	GPL	Локатор муфтовых соединений обсадных труб GPL	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
CCLHG	HGNC-A	Локатор муфтовых соединений обсадных труб HGNC	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
CCLPET	UCCL	Магнитный локатор муфтовых соединений обсадных труб	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
CCLPIB	COSMOS	Локатор муфтовых соединений обсадных труб (постоянного тока, PIB )	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
CCLSG	SGNC-A	Локатор муфтовых соединений обсадных труб SGNC	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
CCLT	CCLTAA	Локатор муфтовых соединений обсадных труб (с интерактивной системой телеметрии)	COMPLETION (Заканчивание)	XL1K
CDL	CDLGA	Устройство для проведения компенсированного плотностного каротажа (диаметр устройства 3 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CDL	CDLKA	Устройство для проведения компенсированного плотностного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
CDL	CDLKB	Устройство для проведения компенсированного плотностного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CDL	CDLLA	Устройство для проведения компенсированного плотностного каротажа (диаметр устройства 2 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> "	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CDL	CDLMA	Устройство для проведения компенсированного плотностного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CDL	CDLNA	Устройство для проведения компенсированного плотностного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CDT	CDT	Компенсированный плотностной прибор	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
CDTCAL	CDTCAL	Каверномер CDT	CALIPER (Каверномер)	PLS2
CH_G	CHTN	Скважинный датчик нагрузки	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
CH_HOS	CHTN	Датчик нагрузки на кабельную головку, работающую в аномальных условиях	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
CH_TEN	CHTN	Датчик нагрузки на кабельную головку (с интерактивной системой телеметрии)	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
CH2TEN	CHTN	Датчик нагрузки (D2TS) на кабельную головку	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
CHARM	CHARM	Модель коллектора для исследования обсаженной скважины	ANALYSIS (Анализ)	PLS2
CHFW	FWAT-A	Акустический зонд М305	SONIC (Акустика)	PLS2
CHS	FWAT-A	Приемник М305В для каротажа обсаженных скважин	SONIC (Акустика)	PLS2
CHSF	CHSFAA	Последовательный цифровой пластиопытатель обсаженной скважины	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
CIC	PENG0820	Каверномер обсадных труб	CASING (Обсадная колонна)	PLS2
CIT	CIT	Устройство контроля обсадных труб	CASING INSPECT. (Контроль обсадных труб) PLS2	PLS2
CIT	CITAA	Устройство контроля обсадных труб	CASING INSPECT. (Контроль обсадных труб)	XL1K
CIT_A	CIT	Контроль обсадных труб (в комбинации с акустическим методом)	CASING INSPECT. PLS2	PLS2

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
CLAMS	CLAMS	Анализ глины и скелета породы	ANALYSIS (Анализ)	PLS2
CNT	CNTAA	Прижимной зонд для компенсированного нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CNT	CNTAB	Прижимной зонд для компенсированного нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CNT	CNTBA	Прижимной зонд для компенсированного нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CNT	CNTCA	Прижимной зонд для компенсированного нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CNT	CNTDA	Прижимной зонд для компенсированного нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CNT	CNTEA	Прижимной зонд для компенсированного нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CNT	CNTFA	Компенсированный нейтронный каротаж (устройство диаметром 2 <sup>3/4</sup> "	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CNT	CNTJA	Оправка для компенсированного нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CNT	CNTKA	Оправка для компенсированного нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CNT	CNTKB	Оправка для компенсированного нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CNT	CNTLA	Оправка для компенсированного нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CNT	CNTMA	Оправка для компенсированного нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CNT	CNTNA	Оправка для компенсированного нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CNT	CNTPA	Оправка для компенсированного нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CNT_K	CNTKA	Компенсированный нейтронный каротаж. К MUX-E	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
CNT_N	CNTNA	Компенсированный нейтронный каротаж. Модель N	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
COM	COM	Панель XL1 для вывода расчетных данных	ANALYSIS (Анализ)	XL1K
CORAL	CORAL	Комплексная модель для исследования коллектора	ANALYSIS (Анализ)	PLS2
CORE	SWC	Керноотборник М6 с зондом ПС	SAMPLING (Отбор проб)	PLS2

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
CP_CAL	COMPROBE	Каверномер производства COMPROBE	CALIPER (Каверномер)	PLS2
CP_DEN	COMPROBE	Плотностной зонд производства COMPROBE	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
CP_DN	COMPROBE	Двойной нейтронный зонд производства COMPROBE	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
CP_GR	COMPROBE	Гамма-зонд/каверномер/локатор муфтовых соединений производства COMPROBE	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
CQPT	CQPTAA	Компенсированный кварцевый датчик давления	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
CSNG	CSNG	Компенсированный спектральный гамма-каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	CHLS
CSNG	CSNGGR	Компенсированный спектральный гамма-каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CSNG	CSNGMI	Мини-зонд для слежения за индикаторами в скважинах малого диаметра	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CSNG	CSNGTI	Компенсированный спектральный гамма-каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
CSNG_G	CSNGG-A	Спектральный гамма-зонд с интерактивной системой телеметрии (графит)	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
CSNG_T	CSNGT-A	Спектральный гамма-зонд с интерактивной системой телеметрии (титан)	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
CSNGMC	CSNG-MC	Спектральный гамма-каротаж (графит)	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
D2TS	D2TSAA	Телеметрический переводник для интерактивной системы телеметрии	TELEMETRY (Телеметрия)	XL1K
DC_CAL	DC CALIP	Каверномер постоянного тока	CALIPER (Каверномер)	PLS2
DCHT	DCHTAA	Переводник натяжения кабельной головки для интерактивной системы телеметрии	AUXILIARY (Вспомогательный)	XL1K
DIEL	DIEL	Устройство для диэлектрического каротажа	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
DIELGR	DIEL	Устройство для диэлектрического каротажа и гамма-зонд	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
DIKA	DIKA	Боковой каротаж 3 DIK-A	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
DIL	DIL	Двойной индукционный каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
DIL	DILAA	Двойной индукционный каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
DIL	DILBA	Двойной индукционный каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DIL	DILBB	Двойной индукционный каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DIL	DILBC	Двойной индукционный каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DIL	DILBD	Двойной индукционный каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DIL	DILCA	Двойной индукционный каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DIL	DILCB	Двойной индукционный каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DIL	DILCC	Двойной индукционный каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DIL	DILDA	Двойной индукционный каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DIL	DILEA	Двойной индукционного каротажа	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DIL	DILFA	Двойной индукционный каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DIL	DILGA	Двойной индукционный каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DIL	DILHA	Двойной индукционный каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DILT	DILTA	Интерактивная система телеметрии для устройства двойного индукционного каротажа (W/MGRD)	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DIND	DILT-A B	Интерактивная система телеметрии для устройства двойного индукционного каротажа	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
DIOHD	CHTN	Головная часть зонда DIO	DUMMY TOOL (Шаблон устройства)	PLS2
DIP_MC	M242-A	Многоканальный наклономер	DIPMETER (Наклономер)	PLS2
DIPCOR	DIPCOR	Анализ данных четырехрычажного наклономера	ANALYSIS (Анализ)	PLS2
DITCCL	DCCL-A	Локатор муфтовых соединений с интерактивной системой телеметрии	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
DITSHD	DUMMY	Головная часть системы телеметрии + аналог	DUMMY TOOL (Шаблон устройства)	PLS2
DLD	DLDAA	Нижний электрод цифрового бокового зонда	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DLL	AA-EB	Стандартный цифровой двойной боковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
DLL	DLLAA	Стандартный цифровой двойной боковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DLL	DLLBA	Стандартный цифровой двойной боковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DLL	DLLBB	Стандартный цифровой двойной боковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DLL	DLLCA	Стандартный цифровой двойной боковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DLL	DLLDA	Стандартный цифровой двойной боковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DLL	DLLEA	Стандартный цифровой двойной боковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DLL	DLLEB	Стандартный цифровой двойной боковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DLL	DLLFA	Цифровой двойной боковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DLL	DLLGA	Цифровой двойной боковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DLL	DLLHA	Цифровой двойной боковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DLLT	DLLT-A	Двойной боковой каротаж с интерактивной системой телеметрии	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
DLLT	DLLTAA	Двойной боковой каротаж с интерактивной системой телеметрии	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DLLT	DLLTBA	Двойной боковой каротаж с интерактивной системой телеметрии	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
DLLX	FA, GA, HA	Цифровой двойной боковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
DMSFL	DMSFL	Независимый зонд для микросферического бокового каротажа с интерактивной системой телеметрии	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
DMSFLC	MSFL	Независимый зонд для микросферического бокового каротажа/микрокаротажа с интерактивной системой телеметрии	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
DMSFLX	MSFL	Независимый зонд для микросферического бокового каротажа с интерактивной системой телеметрии (расширенный)	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
DSEN	DSEN-A	Двухзондовый прибор для надтеплового нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
DSEN	DSENAA	Двухзондовый прибор для надтеплового нейтронного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
DSN_II	DSNT-A	Двухзондовый нейтронный прибор II	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
DSNT	DSNTAA	Двухзондовый нейтронный прибор II	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
DSTU	DSTUAA	Подземный телеметрический блок интерактивной системы телеметрии	TELEMETRY (Телеметрия)	XL1K
DSTU	DSTUBA	Подземный телеметрический блок интерактивной системы телеметрии	TELEMETRY (Телеметрия)	XL1K
DTD	DTDAA	Натяжение кабеля	AUXILIARY (Вспомогательный)	XL1K
DTD	DTDBA	Натяжение кабеля	AUXILIARY (Вспомогательный)	XL1K
DTEN	CHTN	Дифференциальное натяжение	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
EMI2	EMI-B	Электрическое малогабаритное устройство визуализации с одиночной системой телеметрии	IMAGING (Визуализация)	PLS2
EMI2CL	EMI-A	Блок каверномера для электромагнитной инспекции труб	CALIPER (Каверномер)	PLS2
EMI2DP	EMI-A	Блок наклономера для электромагнитной инспекции труб	RESISTIVITY (Удельное сопротивление)	PLS2
EMI2MG	EMI-A	Магнитометр для навигации при электромагнитной инспекции труб	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
EMID2	EMI-B	Электрическое малогабаритное устройство визуализации с двойной системой телеметрии	IMAGING (Визуализация)	PLS2
EMIRES	EMI-B	Блок устройства измерения сопротивления для электромагнитной инспекции труб	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
EVR_DN	DSNT-A	Двухзондовый нейтронный прибор II (EVR-II)	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
EVR_GR	NGRT-A	Устройство для гамма-каротажа (EVR-II)	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
EVRSD8	SDLT-A	Спектральная плотность (8 BIT) (EVR-II)	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
EVRSDL	SDLT-A	Спектральная плотность (EVR-II)	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
FACMAN	FACT-A	Оправка для каверномера	CALIPER (Каверномер)	PLS2

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
FACT	FACTAA	Интерактивная система телеметрии для четырехрычажного каверномера	CALIPER (Каверномер)	XL1K
FDF	FDFAA	Расходомер с устройством отклонения потока	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
FDT	FDTEA	Мультиплексный прибор для определения плотности флюида	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XI.1K
FDT	FDTEB	Мультиплексный прибор для определения плотности флюида	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
FDT	FDTEC	Мультиплексный прибор для определения плотности флюида	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
FED	FED	Четырехэлектродный наклономер с системой прямого вывода данных	DIPMETER (Наклономер)	PLS2
FED	FEDGA	Четырехэлектродный наклономер (4½")	DIPMETER (Наклономер)	XL1K
FED	FEDHA	Четырехэлектродный наклономер (3½")	DIPMETER (Наклономер)	XL1K
FED	FEDJA	Четырехэлектродный наклономер (4½")	DIPMETER (Наклономер)	XL1K
FEDNAV	FED	Навигационное устройство FED (G)	DIPMETER (Наклономер)	PLS2
FHY	FHYGA	Полнопроходное гидравлическое устройство	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
FIAC	FIAC-A	Каверномер с четырьмя независимыми рычагами	CALIPER (Каверномер)	PLS2
FIAC	FIACAA	Каверномер с четырьмя независимыми рычагами	CALIPER (Каверномер)	XL1K
FLD_PL	PCU	Плотность флюида	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	PLS2
FLDN	BELL	Плотность флюида (прибор постоянного тока)	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	PLS2
FLTT	M139-A	Устройство, отслеживающее потоки флюидов в скважине	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	PLS2
FMS	FMSHA	Вертужка расходомера высокого разрешения	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
FMS	FMSHB	Вертужка расходомера высокого разрешения	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
FMS	FMSHC	Вертушка расходомера высокого разрешения	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
FWL2DT	FWAT-A	Приемник удлиненного зонда M305A 2	SONIC (Акустика)	PLS2
FWS	FWAT-A	Блок усиления сигнала приемника M305B 4	SONIC (Акустика)	PLS2
FWS_D2	FWAT-A	Блок усиления и суммирования сигнала приемника M305B 4	SONIC (Акустика)	PLS2
FWST	FWSTAA	Широкополосной акустический зонд M305A	SONIC (Акустика)	XL1K
FWST2	FWAT-A	Акустический зонд M305A	SONIC (Акустика)	PLS2
FWST23	FWAT-A	Трехдетекторный большой зонд M305A	SONIC (Акустика)	PLS2
FWST2A	FWAT-A	Акустический усилитель M305A	SONIC (Акустика)	PLS2
FWST2S	FWAT-A	Двухдетекторный большой зонд M305A	SONIC (Акустика)	PLS2
FWST2U	FWAT-A	Двухдетекторный большой зонд M305A 2	SONIC (Акустика)	PLS2
FWST4	FWAT-A	Акустический зонд M305A (TIP 4)	SONIC (Акустика)	PLS2
FWST4A	FWAT-A	Акустический зонд M305A (BOND)	SONIC (Акустика)	PLS2
FWSTA	FWAT-A	Акустический зонд M305A	SONIC (Акустика)	PLS2
FWSTA8	FWAT-A	Акустический зонд M305A	SONIC (Акустика)	PLS2
FWSTAU	FWAT-A	Акустический зонд M305A	SONIC (Акустика)	PLS2
FWSTD2	FWAT-A	Акустический зонд M305A с системой телеметрии DITS-2	SONIC (Акустика)	PLS2
FWSTD4	FWAT-A	Акустический зонд M305A с системой телеметрии DITS-2	SONIC (Акустика)	PLS2
G-CBL	CBLEB	Акустический цементометр	CEMENT EVAL (Оценка качества цементирования)	CHLS
G_GR	GO GR	Цифровое устройство гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
G_SFT4	G_SFT4	Селективный пластоиспытатель серии G	SAMPLING (Отбор проб)	PLS2
G_TEMP	TMP-IC	Термометр серии G	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	PLS2
GAMMA	NGRT-A	Прибор гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
GR	GRDC	Гамма-каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
GR	GRGA	Гамма-каротаж (скважины малого диаметра)	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
GR	GRHA	Гамма-каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
GR	GRIA	Гамма-каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
GR	GRLA	Гамма-каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
GR	GRRA	Мультиплексный гамма-каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
GR	GRRB	Мультиплексный гамма-каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
GR_DC	COSMOS	Каротаж естественной гамма-активности	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
GR_DC1	BELL	Каротаж естественной гамма-активности	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
GR_DC2	COSMOS	Каротаж естественной гамма-активности	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
GR_DN	M507	Многоканальное устройство гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
GR_DSN	M507	Многоканальное устройство гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
GR_GP	GPL	Каротаж естественной гамма-активности GPL	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
GR_HG	HGNC-A	Каротаж естественной гамма-активности HGNC	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
GR_MC1	M507	Многоканальное устройство гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
GR_MC2	M507	Многоканальное устройство гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
GR_PIB	COSMOS	Зонд постоянного тока для измерения естественной гамма-активности	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
GR_PL	MC	Гамма-каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
GR_SG	SGNC-A	Каротаж естественной гамма-активности SGNC	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
GRAD_P	SONDEX	Многоканальный дифференциальный скважинный манометр SONDEX	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	PLS2
GRAVEL	GRAVEL	Анализ гравийных фильтров	ANALYSIS (Анализ)	PLS2
GRPERF	M157	Гамма-перфоратор M157	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	PLS2
HDIL	HDIL-A	Прибор двойного индукционного каротажа в аномальных условиях	RESISTIVITY (Удельное сопротивление)	PLS2

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
HDIL	HDILAA	Прибор двойного индукционного каротажа в аномальных условиях	RESISTIVITY (Удельное сопротивление)	XL1K
HDSN	HDSN-A	Прибор двойного нейтронного каротажа в аномальных условиях	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
HDSN	HDSNAA	Прибор двойного нейтронного каротажа в аномальных условиях	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
HECT	HECT-A	Четырехрычажный каверномер для работы в аномальных условиях	CALIPER (Каверномер)	PLS2
HECT	HECTAA	Четырехрычажный каверномер для работы в аномальных условиях	CALIPER (Каверномер)	XL1K
HEDNAV	HEDT	Навигационное устройство HEDT (G)	DIPMETER (Наклономер)	PLS2
HEDT	HEDT-A	Наклономер для работы в аномальных условиях	DIPMETER (Наклономер)	PLS2
HETS	HETSAA	Переводник телеметрической системы, предназначенный для работы в аномальных условиях	TELEMETRY (Телеметрия)	XL1K
HFDT	HFDT	Диэлектрический высокочастотный каротаж с интерактивной системой телеметрии	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
HFDT	HFDTAA	Диэлектрический высокочастотный каротаж с интерактивной системой телеметрии	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
HFDTAN	HFDT	Диэлектрический высокочастотный каротаж с интерактивной системой телеметрии	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
HFWS	HFWSAA	Акустический каротаж в аномальных условиях	SONIC (Акустика)	XL1K
HFWS2	HFWS-A	HOSTILE SONIC.LONG SPACE 2TR (акустический зонд для работ в агрессивной среде)	SONIC (Акустика)	PLS2
HFWS28	HFWS-A	Большой акустический зонд для работы в аномальных условиях	SONIC (Акустика)	PLS2
HFWS2A	HFWS-A	Амплитудный большой акустический зонд для работы в аномальных условиях	SONIC (Акустика)	PLS2
HFWS4	HFWS-A	Акустический зонд малый для работ в аномальных условиях	SONIC (Акустика)	PLS2
HFWS4A	HFWS4	Компактный акустический цементометр HEST	SONIC (Акустика)	PLS2

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
HFWSA	HFWS-A	Акустический каротаж (в аномальных условиях ) (A)	SONIC (Акустика)	PLS2
HFWSA8	HFWS-A	Акустический каротаж ((в аномальных условиях ) (A)	SONIC (Акустика)	PLS2
HGNI	HNGIAA	Компоновка «Локатор муфт/гамма/нейтронный» для работы в аномальных условиях	AUXILIARY (Вспомогательный)	XL1K
HMST	HMST-A	Пластоиспытатель HMST	SAMPLING (Отбор проб)	PLS2
HMSTQ	HMSTQ	Гибридный кварцевый измерительный датчик	SAMPLING (Отбор проб)	PLS2
HNGR	HNGR-A	Гамма-детектор для работы в аномальных условиях	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
HNGR	HNGRAA	Гамма-детектор для работы в аномальных условиях	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
HPDC	HPDCAA	Децентратор спектрального плотностного зонда для работы в аномальных условиях	CENTRALIZER (Центратор)	XL1K
HPDC_D	HPDCD-A	Плотностной каротаж (децентратор)	CALIPER (Каверномер)	PLS2
HPDC_N	HPDCN-A	Нейтронный каротаж (децентратор)	CALIPER (Каверномер)	PLS2
HPDL	HPDLAA	Приводной децентратор спектрального плотностного зонда для работы в аномальных условиях. Нижний	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
HPDU	HPDUA	Приводной децентратор спектрального плотностного зонда для работы в аномальных условиях. Верхний	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
HRI	HRI	Индукционный каротаж высокого разрешения	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
HRI	HRIBA	Индукционный каротаж высокого разрешения	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
HRI	HRICA	Индукционный каротаж высокого разрешения	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
HRTT	HRTTAA	Термометр с интерактивной системой телеметрии	TEMPERATURE (Температура)	XL1K
HRTTB	HRTT-A	Нижний термометр с интерактивной системой телеметрии	TEMPERATURE (Температура)	PLS2
HRTTI	HRTT-A	Термометр с интерактивной системой телеметрии	TEMPERATURE (Температура)	PLS2
HSDI	HSDIAA	Прибор для измерения спектральной плотности излучения в аномальных условиях	AUXILIARY (Вспомогательный)	XL1K
HSDL_I	HSDLI-A	Спектральный плотностной зонд для работы в аномальных условиях	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
HSDL_M	HSDL-A	Спектральный плотностной зонд для работы в аномальных условиях	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
HSDM	HSDMAA	Оправка спектрального плотностного зонда для работы в аномальных условиях	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
HSDP	HSDPAA	Прижимной башмак спектрального плотностного зонда для работы в аномальных условиях	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
HSN	HSN-A	Малый потенциал-зонд для работы в аномальных условиях	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
HYD	HYDFA	Гидравлическое устройство	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
HYD	HYDFB	Гидравлическое устройство	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
HYD	HYDFC	Гидравлическое устройство	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
IEL	IELAA	Прибор индукционного каротажа	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
IEL	IELBA	Прибор индукционного каротажа	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
IEL	IELCA	Прибор индукционного каротажа	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
IEL	IELDA	Прибор индукционного каротажа	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
IEL	IELDB	Прибор индукционного каротажа	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
IEL	IELEA	Прибор индукционного каротажа	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
IEL	IELFA	Прибор индукционного каротажа (диаметр устройства 2½")	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
IEL	IELGA	Прибор индукционного каротажа	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
LFD	LFD	Фильтр выбора моно-/дипольного режима зонда M305B	SONIC (Акустика)	PLS2
LFD_D2	LFD	Монопольный низкочастотный детектор и скоростной дипольный передатчик для зонда M305B	SONIC (Акустика)	PLS2
LFD2DT	LFD	Монопольный низкочастотный детектор и дипольный передатчик для зонда M305B	SONIC (Акустика)	PLS2

<b>Мнемоника Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>	
LFD2MT	LFD	Дипольный низкочастотный детектор и скоростной монопольный передатчик для зонда M305B	SONIC (Акустика)	PLS2
LFDDT	LFD	Дипольный низкочастотный детектор и дипольный передатчик для зонда M305B	SONIC (Акустика)	PLS2
LFDMT	LFD	Дипольный низкочастотный детектор и монопольный передатчик для зонда M305B	SONIC (Акустика)	PLS2
LFDT	LFDT	Низкочастотный дипольный акустический зонд	SONIC (Акустика)	PLS2
LFDT	LFDTAA	Низкочастотный дипольный акустический зонд	SONIC (Акустика)	XL1K
LFDT8	LFDT	Низкочастотный дипольный акустический зонд	SONIC (Акустика)	PLS2
LFDTDT	LFDT	Низкочастотный дипольный зонд и дипольный передатчик	SONIC (Акустика)	PLS2
LFDTM	LFDT	Низкочастотный дипольный акустический зонд и монопольный передатчик	SONIC (Акустика)	PLS2
LFDTMT	LFDT	Низкочастотный дипольный зонд и монопольный передатчик	SONIC (Акустика)	PLS2
LFS	LFD	Комбинированный, большой широкополосный зонд M305B — 34 фута в минуту	SONIC (Акустика)	PLS2
LFS_D2	LFD	Комбинированный большой широкополосный зонд M305B — 34 фута в минуту (высокая скорость передачи данных)	SONIC (Акустика)	PLS2
LFS_Q2	LFD	Комбинированный большой широкополосный зонд M305B — 34 фута в минуту (суммирование сигнала)	SONIC (Акустика)	PLS2
LIDA	LIDA	Литологический анализ	ANALYSIS (Анализ)	PLS2
LL3	LL3	Боковой каротаж 3	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
LSS	FWAT-A	Блок усиления сигнала зонда M305B с фиксированными приемниками	SONIC (Акустика)	PLS2
LSS	LSSEA	Акустический каротаж с большим радиусом исследования (колебательными сигналами)	SONIC (Акустика)	XL1K
LSS	LSSIA	Акустический каротаж с большим радиусом исследования (колебательными сигналами)	SONIC (Акустика)	XL1K

<b>Мнемоника Устройство</b>		<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
LSS	LSSKA	Акустический каротаж с большим радиусом исследования (колебательными сигналами)	SONIC (Акустика)	XL1K
LSS	LSSLA	Акустический каротаж с большим радиусом исследования (колебательными сигналами)	SONIC (Акустика)	XL1K
LSS_D2	FWAT-A	Блок усиления и суммирования сигнала зонда M305B с 4 фиксированными приемниками	SONIC (Акустика)	PLS2
LSS_FF	FWAT-A	Блок усиления сигнала и локализации трещин зонда M305B с 3 фиксированными приемниками	SONIC (Акустика)	PLS2
LSSAFW	M305	Большой акустический зонд M305	SONIC (Акустика)	PLS2
LSSFW	M305	Комбинированный акустический зонд M305	SONIC (Акустика)	PLS2
M/CHD	DUMMY	Шаблон головной части многоканального зонда + аналог	DUMMYTOOL (Шаблон инструмента)	PLS2
M_FLOW	PCU	Многоканальный расходомер со складной вертушкой SONDEX	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	PLS2
M_GRAD	PCU	Многоканальный дифференциальный скважинный манометр SONDEX	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	PLS2
M_LOG1	HFDT	Высокочастотный микрозонд	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
M202	M202	Многоканальный каверномер	CALIPER (Каверномер)	PLS2
M202	M202AA	Дугообразная пружина телеметрической системы двухрычажного каверномера	CALIPER (Каверномер)	XL1K
M213	M213	Многоканальный каверномер	CALIPER (Каверномер)	PLS2
M214	M214	Многоканальный локатор муфтовых соединений обсадных труб	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	PLS2
M271	M271	Многоканальный цементомер	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	CHLS
M271_C	M271	Многоканальный акустический прибор для контроля обсаженной скважины	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	PLS2

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
M271_O	M271	Многоканальный акустический каротаж необсаженной скважины	SONIC (Акустика)	PLS2
M271D	M271	Многоканальное цифровое устройство M271	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	PLS2
M271D2	M271	Цифровое устройство M271 с возможностью записи на ленту	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	PLS2
M307	M307	Акустический цементомер (одноканальный)	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	CHLS
M307A	M307	Амплитуда сигнала одноканального акустического прибора	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	PLS2
M307D	M307D	Цифровое одноканальное акустическое устройство	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	PLS2
M307V	M307	Одноканальный измеритель скорости акустической волны	SONIC (Акустика)	PLS2
M310	M310	Многоканальное устройство двойного индукционного каротажа	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
M331	M331	Двухзондовый многоканальный нейтронный прибор	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
M333	M507	Многоканальное устройство гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
M334	M334	Многоканальное устройство гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
M507	M507	Многоканальное устройство гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
M507M	M507M	Многоканальное устройство гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
M904C	904-C	Сдвоенный многоканальный комплекс «micro guard»	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
MAC	MAC	Многорычажный каверномер MC	CALIPER (Каверномер)	PLS2
MAC	MACAA	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACAB	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACAC	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
MAC	MACBA	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACBB	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACBC	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACBD	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACBE	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACCA	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACCB	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACCC	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACDA	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACDB	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACDC	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACEA	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACEB	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC	MACEC	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
MAC_DC	MAC-AA	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	PLS2
MACTDC	MAC-AA	Многорычажный каверномер	CALIPER (Каверномер)	PLS2
MC	MC	Многоканальная многоцелевая компоновка	COMPLETION (Заканчивание)	CHLS
MC	MCAA	Шаблон многоканальной компоновки	DUMMY TOOL (Шаблон устройства)	XL1K
MC_CCL	M214	Многоканальный локатор муфтовых соединений обсадных труб	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
MC_DSN	M265A	Двухзондовый многоканальный нейтронный прибор	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
MC_GN	DUMMY	Шаблон многоканального прибора	DUMMY TOOL (Шаблон устройства)	PLS2
MC_PL	DUMMY	Многоканальный переводник	TELEMETRY (Телеметрия)	PLS2

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
MCCEB	DUMMY	Подвеска для электрода с много-канальным кабелем	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
MCCL	M214	Многоканальный локатор муфтовых соединений обсадных труб	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
MCDSN	M265A	Двухзондовый многоканальный нейтронный снаряд M265A	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
MCFRXO	MGRD	Многоканальная аппаратура бокового микрокаротажа с двухэлектродной микроуставновкой и микрокавернометром MICRO GUARD	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
MCGRD	M320	Двойной снаряд бокового микрокаротажа MICRO GUARD	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
MDIP	M243A	Оправка многоканального наклонометра	DIPMETER (Наклонометр)	PLS2
MEL	MELCA	Микроэлектрический каротаж постоянного тока	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MEL	MELDA	Микроэлектрический каротаж постоянного тока	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MEL	MELDB	Микроэлектрический каротаж постоянного тока	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MEL	MELDC	Микроэлектрический каротаж постоянного тока	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MEL_DC	CA	Микроэлектрический каротаж постоянного тока	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
MELCAL	MEL	Каверномер DDL ME	CALIPER (Каверномер)	PLS2
MELPUL	DA, DB, DC	Микроэлектрический импульсный цифровой зонд	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
MGCAL	MGRD	Каверномер многоканального комплекса MICRO GUARD	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
MGRD	MGRDAA	Резистивиметр многоканального комплекса MICRO GUARD	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MICLGC	MSFL	Устройство микросферического фокусированного каротажа с интерактивной системой telemetry	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
MICLOG	SDLT-A	Прибор микрокаротажа со спектральным плотностным зондом	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
MLL	MLLA	Микробоковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MLL	MLLBA	Микробоковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MLL	MLLCA	Микробоковой каротаж	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MSFCAL	MSFL	Каверномер микросферического фокусированного каротажа	CALIPER (Каверномер)	PLS2

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
MSFL	MSFL	Микросферически фокусированный цифровой каротажный зонд	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
MSFL	MSFLCA	Микросферически фокусированный цифровой каротажный зонд	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MSFL	MSFLDA	Микросферически фокусированный цифровой каротажный зонд	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MSFL	MSFLDB	Микросферически фокусированный цифровой каротажный зонд	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MSFL	MSFLDC	Микросферически фокусированный цифровой каротажный зонд	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MSFL	MSFLEA	Микросферически фокусированный цифровой каротажный зонд	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MSFL	MSFLFA	Микросферически фокусированный цифровой каротажный зонд	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MSFL40	MSFL40	Цифровой зонд микросферического фокусированного каротажа низкого разрешения X40	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
MSFLM	M320	Оправка для цифрового зонда микросферического фокусированного каротажа с интерактивной системой телеметрии	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
MSFT	MSFTAA	Микросферически фокусированный каротаж с интерактивной системой телеметрии	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MSFT	MSFTLM	Микросферически фокусированный каротаж с интерактивной системой телеметрии	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MSFT	MSFTUM	Микросферически фокусированный каротаж с интерактивной системой телеметрии	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
MTRACM	MC-CSNG	Многоканальный мини-зонд для компенсированного спектрального гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
MUX	MUXLA	Блок телеметрии для нейтронных зондов	TELEMETRY (Телеметрия)	XL1K
MUXPL	MUXPL	Мультиплексное устройство эксплуатационного каротажа	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	CHLS
NAVS	NAVS-A	Навигационное вспомогательное устройство	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
NE_HG	HGNC-A	Детектор нейтронов НЕЗ	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
NE_SG	SGNC-A	Детектор нейтронов НЕЗ	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
NEU	NEUAA	Отдельный детектор нейтронов (1" для обсаженной скважины)	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
NEU	NEUBA	Отдельный детектор нейтронов (1,68" для обсаженной скважины)	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
NEU	NEUCA	Отдельный детектор нейтронов (3,5" для обсаженной скважины)	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
NEUDC	COSMOS	Подузел 15" нейтронного зонда постоянного тока	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
NEUDCI	COSMOS	Подузел 15" нейтронного зонда постоянного тока	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
NEUPIB	COSMOS	Подузел 15" нейтронного зонда постоянного тока PIB	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
NGRT	NGRTAA	Устройство для гамма-каротажа с интерактивной системой телеметрии	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
PCK	PCK	Панель XL1 для гравийных фильтров	DUMMY TOOL (Шаблон устройства)	XL1K
PCUA	PCUA	Многоканальное устройство для каротажа эксплуатационной скважины	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	CHLS
PCUB	PCUB	Многоканальное устройство для каротажа эксплуатационной скважины	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	CHLS
PET	PET	Устройство приема отраженных сигналов (MUX-B)	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	CHLS
PET	PET	Устройство приема отраженных сигналов (MUX-B)	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	PLS2
PET	PETAA	Устройство приема отраженных сигналов (MUX-B)	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	XL1K
PET	PETBB	Устройство приема отраженных сигналов (MUX-B)	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	XL1K

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
PET/CB	PET/CB	Устройство приема отраженных сигналов (MUX-B)	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	CHLS
PET_C	PET_C	Цементомер (MUX-B)	CEMENT EVAL. (Оценка качества цементирования)	PLS2
PETGR	UGR	Бездиафрагменный гамма-зонд	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
PGPP		Головная часть многоцелевого цифрового зонда	DUMMY TOOL (Шаблон устройства)	XL1K
PIT	PIT	Устройство контроля труб с интерактивной системой телеметрии	CASING INSPECT. (Контроль обсадных труб)	PLS2
PIT8	PIT	Устройство контроля труб с интерактивной системой телеметрии и 8 прижимными башмаками	CASING INSPECT. (Контроль обсадных труб)	PLS2
PL_HD	MC	Головная часть зонда для каротажа эксплуатационных скважин + аналог	DUMMYTOOL	PLS2
PLA	PLA	Анализ диаграмм промыслового каротажа в эксплуатационных скважинах	ANALYSIS (Анализ)	PLS2
PQ_PL	PCU	Давление (петро-кварц)	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
PR_PL	PCU	Давление (испытание скважины)	COMPLETION (Заканчивание)	PLS2
PSGT	PSGT-A	Импульсное устройство спектрального гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
PSGT	PSGTA	Импульсное устройство спектрального гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
PSGTMD	ANAL	Обработка данных импульсного нейтрон-нейтронного (ИННК) и спектрального гамма-каротажа	ANALYSIS (Анализ)	PLS2
PSYS		Панель цифрового каротажного зонда	DUMMYTOOL	XL1K
QPG	QPGAA	Кварцевый датчик давления	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
QPG	QPGBA	Кварцевый датчик давления	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
ROTASC	ROTASC	Ротоскан (использовать совместно с прибором TSCAN 1 <sup>11</sup> / <sub>16</sub> )	NUCLEAR (Ядерный)	CHLS

<b>Мнемоника Устройство</b>		<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
SASHA	SASHA	Модель анализа глинисто-песчаных пород	ANALYSIS (Анализ)	PLS2
SDDT	NAV-DDT	Автономная направленная цифровая система передачи визуальной информации	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
SDDT	SDDTA	Автономная направленная цифровая система передачи визуальной информации	AUXILIARY (Вспомогательный)	XL1K
SDL	SDLT-A	Плотностной и спектральный каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
SDL8	SDLT-A B	Плотностной и спектральный каротаж (8 BIT)	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
SDLT	SDLTAA	Плотностной и спектральный каротаж (8 BIT)	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
SDLT	SDLTBA	Плотностной и спектральный каротаж (12 BIT)	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
SDLT	SDLTBB	Плотностной и спектральный каротаж (floating body)	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
SED	SED-C	Интерактивная телеметрическая система шестиэлектродного наклономера	DIPMETER (Наклономер)	PLS2
SED	SEDAO	Шестиэлектродный наклономер (раствор на нефтяной основе)	DIPMETER (Наклономер)	XL1K
SED	SEDAW	Шестиэлектродный наклономер (раствор на водной основе)	DIPMETER (Наклономер)	XL1K
SED	SEDBO	Интерактивная система телеметрии шестиэлектродного наклономера (раствор на нефтяной основе)	DIPMETER (Наклономер)	XL1K
SED	SEDBW	Интерактивная система телеметрии шестиэлектродного наклономера (раствор на водной основе)	DIPMETER (Наклономер)	XL1K
SED	SEDS	Интерактивная система телеметрии шестиэлектродного наклономера (в комбинации с акустическим устройством)	DIPMETER (Наклономер)	XL1K
SEDNAV	SED-C	Навигационное устройство шестирессорного наклономера (G)	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
SEDRES	SED-RES	Шестирессорный наклономер с датчиком сопротивления	DIPMETER (Наклономер)	PLS2
SFT	SFTDA	Цифровой последовательный пластиоиспытатель, тип III	SAMPLING (Отбор проб)	XL1K
SFT	SFTDB	Цифровой последовательный пластиоиспытатель, тип III	SAMPLING (Отбор проб)	XL1K
SFT	SFTDC	Цифровой последовательный пластиоиспытатель, тип III	SAMPLING (Отбор проб)	XL1K

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
SFT	SFTEA	Цифровой последовательный пластоиспытатель, тип III	SAMPLING (Отбор проб)	XL1K
SFT	SFTEB	Цифровой последовательный пластоиспытатель, тип III	SAMPLING (Отбор проб)	XL1K
SFT	SFTFA	Цифровой последовательный пластоиспытатель для скважин малого диаметра	SAMPLING (Отбор проб)	XL1K
SFT	SFTGA	Цифровой последовательный пластоиспытатель, тип IV	SAMPLING (Отбор проб)	XL1K
SFT	SFTGB	Цифровой последовательный пластоиспытатель, тип IV	SAMPLING (Отбор проб)	XL1K
SFT	SFTHA	Цифровой последовательный пластоиспытатель, тип IV	SAMPLING (Отбор проб)	XL1K
SFT	SFTJA	Цифровой последовательный пластоиспытатель, тип IV	SAMPLING (Отбор проб)	XL1K
SFT	SFTLA	Цифровой последовательный пластоиспытатель, тип IV	SAMPLING (Отбор проб)	XL1K
SFT	SFTT-A	Последовательный пластоиспытатель	SAMPLING (Отбор проб)	PLS2
SFT4	SFT4	Последовательный пластоиспытатель 4	SAMPLING (Отбор проб)	PLS2
SFTC	SFTC	Последовательный пластоиспытатель Т-С	SAMPLING (Отбор проб)	PLS2
SFTI	SFTIAA	Интерактивная система телеметрии и контроля для последовательного пластоиспытателя	SAMPLING (Отбор проб)	XL1K
SFTPQ	SFTT-B	Последовательный пластоиспытатель петро-кварц	SAMPLING (Отбор проб)	PLS2
SFTT	SFTTAA	Интерактивная система телеметрии для последовательного пластоиспытателя	SAMPLING (Отбор проб)	XL1K
SGR	SGR	Спектральный гамма-каротаж (DIO #9)	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
SGR	SGRAC	Устройство для спектрального гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
SGR	SGRBA	Устройство для спектрального гамма-каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
SGRD	DSGT-A B	Подузел резистивиметра Short Guard	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
SGRD	SGRDAA	Подузел резистивиметра Short Guard	RESISTIVITY (Сопротивление)	XL1K
SHIVA	SHIVA	Анализ данных шестиэлектродного наклономера	ANALYSIS (Анализ)	PLS2
SHIVA4	SHIVA4	Анализ данных четырехэлектродного наклономера	ANALYSIS (Анализ)	PLS2
SHVOMN	SHVOMN	Графический анализ данных шестиэлектродного наклономера	ANALYSIS (Анализ)	PLS2

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
SILT	SILT	Индукционный каротаж в скважине малого диаметра (2½")	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
SLD	SLD-A	Спектральный лито-плотностной каротаж (DIO #7)	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
SLD	SLDBA	Устройство спектрального лито-плотностного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
SLD	SLDBB	Устройство спектрального лито-плотностного каротажа	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
SLD	SLDDA	Устройство спектрального лито-плотностного каротажа (MUX-B)	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
SLD_BB	SLD-A	Спектральный лито-плотностной каротаж (DIO #7)	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
SLDCAL	SLDCAL	Каверномер SLD	CALIPER (Каверномер)	PLS2
SNP	SNP	Боковой нейтронный каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
SNP	SNPAA	Боковой нейтронный каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
SNP	SNPBA	Боковой нейтронный каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
SNP	SNPBB	Боковой нейтронный каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
SNPCAL	SNPCAL	Каверномер SNP	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
SOTX	CALIPER	Цифровой каверномер	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
SP_HRI	HRI	Аналоговый сканер высокого разрешения	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
SPC	SPCAA	Центратор для каротажа в эксплуатационных скважинах	CENTRALIZER (Центратор)	XL1K
SPIN	BELL	Вертужечный расходомер постоянного тока	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	PLS2
SPL	SPLGB	Переводник MUX-B для работ в эксплуатационных скважинах	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
SPN_PL	PL	Вертужечный расходомер	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	PLS2
SPT	SPTCA	Манометр производства Paine	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
SPT	SPTCB	Манометр производства Paine	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K
SPT	SPTCC	Манометр производства Paine	PRODUCTION (Эксплуатационный каротаж)	XL1K

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
SSNT	SILT	SLIM LINE SHORT NORM (2½")	RESISTIVITY (Сопротивление)	PLS2
SSS	FWAT-A	M305B 2 RCVR FIXED GAIN SHORT SPACE TIP	SONIC (Акустика)	PLS2
STOP	STOP	STOP CHECKS.PL PANEL	PRODUCTION (Эксплуатацион- ный каротаж)	XL1K
SWN	M166	Боковой нейтронный каротаж	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
TAC	TACBA	Цифровой зонд с использо- ванием двухрычажного каверномера	CALIPER (Каверномер)	XL1K
TAC	TACCA	Цифровой зонд с использо- ванием двухрычажного каверномера	CALIPER (Каверномер)	XL1K
TEMP	BELL	Термометр постоянного тока	TEMPERATURE (Температура)	PLS2
TEMPSW	SWN	Термометр SWN	TEMPERATURE (Температура)	PLS2
TIP	TIPAA	Верхний изоляционный поду- зел цифровой каротажной компоновки	AUXILIARY (Вспо- могательный)	XL1K
TMD	M395	Импульсный нейтрон-нейтрон- ный каротаж (ИННК)	NUCLEAR (Ядерный)	CHLS
TMD	M395	ИННК	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
TMD	TMDWX	ИННК	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
TMDGR	M395	Гамма-каротаж с зондом ИННК	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
TMDL	TMDL	Устройство для исследования литологии по затуханию теп- ловых нейтронов	NUCLEAR (Ядерный)	CHLS
TMDL	TMDLAA	Устройство для исследования литологии по затуханию теп- ловых нейтронов	NUCLEAR (Ядерный)	XL1K
TMP	TMPIA	Температурная панель	COMPLETION (Заканчивание)	XL1K
TMP	TMPIB	Температурная панель	COMPLETION (Заканчивание)	XL1K
TMP	TMPLIC	Температурная панель	COMPLETION (Заканчивание)	XL1K
TMP_PL	PCU	Многоканальный термодатчик	TEMPERATURE (Температура)	PLS2
TPH_PL	PCU	Термодатчик, высокоточный	TEMPERATURE (Температура)	PLS2
TPL	TPLAA	Панель бурового мастера MUX A/B	AUXILIARY (Вспо- могательный)	XL1K

<b>Мнемоника</b>	<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>	<b>Тип</b>	<b>Код</b>
TPL	TPLBB	Панель бурового мастера MUX A/B	AUXILIARY (Вспомогательный)	XL1K
TRACER	CSNGG-A	Сканер индикаторов (графит) с интерактивной системой телеметрии	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
TRACER	TRACER	Многоканальный мини-сканер индикаторов	NUCLEAR (Ядерный)	CHLS
TRACMC	MC-CSNG	Многоканальный зонд компенсированного гамма-каротажа (графит)	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
TTRACE	CSNGT-A	Сканер индикаторов (титан) с интерактивной системой телеметрии	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
TTRACM	MC-CSNG	Многоканальный зонд компенсированного гамма-каротажа (титан)	NUCLEAR (Ядерный)	PLS2
TTTC	TTTCAA	Блок телеметрии через НКТ	TELEMETRY (Телеметрия)	XL1K
TVS	TVSAA	Кольцевое сканирующее акустическое устройство	IMAGING (Визуализация)	XL1K
TVS	TVSBA	Кольцевое сканирующее акустическое устройство	IMAGING (Визуализация)	XL1K
V_REG	V_REG	Переводник для регулятора напряжения	AUXILIARY (Вспомогательный)	PLS2
VCR	VCR	Режим моделирования видеомагнитофона	DUMMY TOOL (Симуляция)	XL1K
VRS	VRSAA	Переводник для регулятора напряжения	AUXILIARY (Вспомогательный)	XL1K
VRS	VRSCA	Переводник для регулятора напряжения	AUXILIARY (Вспомогательный)	XL1K
WVF	WVFAA	Панель формы импульсов для цифровых акустических зондов	AUXILIARY (Вспомогательный)	XL1K
XYC	XYCAA	X-Y — каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
XYC	XYCBA	X-Y — каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
XYC	XYCCA	X-Y — каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
XYC	XYCDA	X-Y — каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
XYC	XYCDB	X-Y — каверномер	CALIPER (Каверномер)	XL1K
XYC	XYCXX	X-Y — каверномер (CALIF. OPTION)	CALIPER (Каверномер)	XL1K

**Мнемоника, применяемая к приборам компании Baker Atlas**

<b>Устройство</b>	<b>Описание</b>
3VSP	Трехмерный сейсмограф
4CAL	Четырехрычажный каверномер
AC	Акустический каротаж
AGN	Пневматический сейсмоисточник
AP	Автоматический клапан разности давлений
BAL	Цементомер
BPS	Переходная муфта байпаса многократного пластиоиспытателя
BRDL	Кабельная головка с куском кабеля длиной 85 футов (25,9 м) и электрод для измерения потенциалов самопроизвольной поляризации (СП)
CAL	Каверномер
CBIL	Кольцевое сканирование скважины
CBL	Цементомер
CCL	Локатор муфтовых соединений обсадных труб
CDB	Цементировочная желонка
CDL	Аппаратура компенсированного плотностного каротажа
CENT	Центратор
CH	Кабельная головка с электродом для измерения потенциалов самопроизвольной поляризации
CHL	Устройство для каротажа по хлору
CHTS	Измерение натяжения кабельной головки
CMI	Прибор для измерения степени сжатия
CN	Компенсированный нейтронный каротаж
CO	Углеродно-кислородный каротаж
DAC	Цифровой прибор акустического каротажа
DAL	Цифровой акустический каротаж
DCEN	Децентратор
DEL2	Диэлектрический каротаж (частота 200 МГц)
DEL4	Диэлектрический каротаж (частота 47 МГц)
DEN	Некомпенсированный плотностной каротаж
DFS	Пробоотборник для вытесняющей жидкости
DHPA	Скважинный блок питания
DIFL	Двухзондовый фокусированный индукционный каротаж
DIP	Наклономер
DLL	Двухзондовый боковой каротаж
DMAG	Цифровой магнитный каротаж
DPIL	Двухфазный индукционный каротаж
DSL	Цифровой спектрометрический каротаж
DVRT	Цифровой вертилог (прибор для контроля обсадных труб)
FCON	Резистивиметр скважинный
FDDP	Скважинный денситометр (по перепаду давлений)
FDN	Скважинный денситометр
FMCS	Вертужечный расходомер непрерывного действия
FMFI	Складывающаяся вертушка расходомера
FMT	Пластиоиспытатель
FPI	Индикатор глубины прихвата колонны (подъем труб)
FS	Пробоотборник скважинного флюида
GP	Гравийная набивка (вибрационное сито)

Устройство	Описание
GR	Гамма-каротаж
GRC	Давление (тензодатчик GRC)
GRN	Прибор гамма- и нейтронного каротажа
HDIL	Индукционный каротаж высокой разрешающей способности
HDIP	Шестирессорный наклонометр
HDLL	Боковой каротаж высокой разрешающей способности
HP	Давление (кварцевый датчик высокого давления)
HOIS	Панель наземной системы (лебедка/глубина)
HTD	Высокотемпературный плотностной каротаж
HYDL	Гидродинамические исследования скважин
IEL	Комплексный каротаж индукционный и сопротивления
ISSB	Изоляция интервала (MASS-ISOLFTION JOINT)
JBSK	Шламометаллоуловитель
KNJT	Шарнирный дефлектор
LL3	Боковой каротаж (трехэлектродный)
M5M7	Точка перехода резьбы с M5 на M7 или с M7 на M5
MAC	Многозондовый акустический каротаж
MAC2	Многозондовый акустический каротаж
MAG	Магнитный каротаж (аналоговый)
MCFM	Мультисенсорный расходомер
MFC	Многорычажный каверномер
MFP	Магнитный датчик определения места прихвата труб
ML	Прибор для микрокаротажа (с каверномером)
MLL	Прибор для микробокового каротажа
MRIL	Магнито-резонансный каротаж
MSI	Многопараметрический спектроскопический прибор
MSL	Микросферический боковой каротаж (с каверномером)
MST	Толстостенная бурильная труба, разъединяющаяся с помощью синхронизованной детонации
NEU	Нейтронный каротаж с одиночным детектором
NFL	Каротаж радиоактивных изотопов
NIR	Прибор для работ вблизи инфракрасной области спектра (NEAR INFRARED)
NLL	Прибор импульсного нейтронного каротажа
NO	Ядерный ориентатор
ORIT	Инклинометр (ORIENTATION LOG)
PDK	Импульсный нейтронный каротаж по схеме «импульс/затухание»
PFC	Каротаж корреляции разреза при перфорировании пласта
PHT	Электромагнитный каротаж (PHOTON LOG)
PNHI	Индикатор задержки нейтронных импульсов
POS	Механизированный ориентационный шарнир
PROX	Каротаж ближней зоны (PROXIMITY LOG)
PRSM	Каротаж для трассирования изотопных индикаторов
RCI	Прибор для определения характеристик коллектора (RESERVOIR CHARACTERISATION INSTRUMENT)
RCOR	Сверлящий грунтонос
ROLR	Корпус ролика
RPL	Манометр компании PANEX

Устройство	Описание
RPM	Многоцелевой малогабаритный прибор импульсного нейтронного каротажа
SBT	Акустический цементомер
SG	Тензометр
S GEO	Поверхностный сейсмограф
SJ	Перфоратор SILVER JET
SK	Перфоратор SELECTKONE
SL	Спектрометрический каротаж
SLAP	Одновременное проведение каротажа и перфорации
SLKP	Перфоратор SLIMKONE
SNKB	SINKER BAR (утяжелитель)
SON	Шумомер
SPCR	Распорный стержень (SPACER BAR)
SPDK	Импульсный нейтронный каротаж по схеме «импульс / затухание»
SPSB	Переводник для каротажа собственного потенциала (СП)
SRPL	Скважинный манометр с регистрацией данных на поверхности
SSP	Перфоратор SEMI SELECT
STAR	Визуализация данных одновременно проводимых акустического каротажа и каротажа сопротивлений
STFP	Индикатор глубины прихвата колонны
SUB	Взаимосвязь данных гироскопа (GYRO DATA INTERCONNECT)
SUB	Цепь включения постоянного/переменного тока для комбинированного пуска гамма-каротажа и гравийной набивки (PHOTON & GRAVEL PACK IN COMBO)
SWC	Стреляющий грунтонос
SWN	Нейтронный боковой каротаж
SWVL	Шарнир
TBFS	Пробоотборник флюидов через насосно-компрессорные трубы
TBRT	Каротаж сопротивлений в тонкослоистых отложениях
TCAL	Каверномер для работ через насосно-компрессорные трубы
TCP	Перфоратор для работ через НКТ
TCR	Каротаж сопротивлений в обсаженных скважинах
TEMP	Термокаротаж
TI LT	Поперечный индукционный каротаж
TMFP	Индикатор глубины прихвата компании MAGNA-TECTOR
TPFM	Расходометр (THERMAL PULSE FLOWMETER)
TTRM	Устройство для исследования температуры, плотности и сопротивления бурового раствора
VRT	Вертилог (прибор для контроля обсадных труб)
VSP	Вертикальный сейсмопрофиль
VTLN	Прибор VERTILINE
WCAL	6-рычажный каверномер
WESB	Боковой переводник для каротажа через НКТ
WHI	Индикатор содержания воды в потоке
WTS	Передатчик скважинной телеметрии системы кабельной передачи
WTSP	Наземная панель системы кабельной передачи
WTSS	Переключающий переводник системы кабельной передачи
XMAC	Акустический каротаж с применением крестообразного многополюсного зонда
ZDL	Плотностной каротаж (Z-DENSITY LOG)

## **ОБ АВТОРЕ**

Тоби Дарлинг (Toby Darling) получил образование в Пилгримз-スクол (The Pilgrim's School) и Винчестер-колледж (Winchester College), после чего поступил в Уэдхэм-колледж (Wadham College) в Оксфорде, который окончил в 1982 году, став физиком по специальности. По окончании колледжа он был сразу же принят на работу в компанию Shell International Petroleum Maatschappij (SIPM). После предварительного обучения в Гааге он был направлен в тайское отделение Shell, где с 1983 по 1984 год работал на буровой в качестве инженера-нефтяника. В 1984-м он был направлен в отделение компании SIPM в Гааге для прохождения стажировки в группе по сейсмическим исследованиям; в 1986-м он был переведен в Shell Research Laboratories (KSEPL), где работал над освоением ряда современных методов каротажа, включая разработку устройств для каротажа в процессе бурения. В 1989-м был прикомандирован к компании Petronas Carigali Sdn Bhd в Мири, Малайзия, где работал в регионе дельты реки Барам в качестве оперативного петрофизика. В 1992-м он перешел на работу в компанию Shell Expro в Абердине, где работал петрофизиком и руководителем группы на ряде месторождений Северного моря. В 1997-м он перешел в отдел разведочных работ компании Shell Expro в Лондоне, где работал до 1999 года, после чего оставил компанию Shell и создал собственную консалтинговую компанию. С 1999 года он работал в качестве консультанта ряда нефтяных компаний, последней из которых была компания BAPECO в Каире. Женат, имеет двух сыновей.

# **БЛАГОДАРНОСТИ ОТ АВТОРА**

В течение большей части моей карьеры я имел счастье работать в одной из крупнейших нефтяных компаний (Shell) на самых передовых направлениях петрофизики. Я благодарен Shell, обеспечившей рост моей квалификации и предоставившей мне все необходимое, благодаря чему стал возможным выход в свет этой книги.

Хотелось бы выразить свою благодарность компании ВАРЕТСО и египетскому отделению компании Shell за разрешение использовать некоторые принадлежащие им каротажные данные в предлагаемых в книге упражнениях и для демонстрации примеров каротажных данных с месторождений. Отдельно я хотел бы поблагодарить Эрика Яна Улемана (Erik Jan Uleman) за рецензирование исходного проекта книги и Махмуда М. Анвара (Mahmoud M. Anwar) за советы, относящиеся к теме проницаемости горизонтальной скважины.

Мне бы также хотелось поблагодарить компании Schlumberger, Halliburton и Baker Atlas за разрешение включить в книгу их таблицы сокращенных наименований приборов.

# **БИБЛИОГРАФИЯ**

## **ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ**

- Archie, G. E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Petroleum Technology* 5 (January 1942).
- Juhasz, I. Porosity Systems and Petrophysical Models Used in Formation Evaluation. SPWLA London Chapter Porosity Seminar, 26 April 1988.

## **КЕРНОВЫЙ АНАЛИЗ**

- Anderson, W. G. Wettability Literature Survey Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. *Journal of Petroleum Technology* 38 (October 1986): 1125—1144.
- Rathmell, J. J., Tibbitts, G. A., Gremley, R. B., Warner, H. R., & White, E. K. Development of a Method for Partially Uninvaded Coring in High Permeability Sandstones. Paper 20413 presented at SPE Annual Technical Conference, Formation Evaluation, New Orleans, June 1990.
- Rathmell, J. J., Gremley, R. B., & Tibbitts, G. A. Field Applications of Low Invasion Coring. Paper 27045 presented at SPE Annual Technical Conference, Houston, 3—5 October 1993.
- Skopiec, R. A. Proper Coring and Wellsite Core Handling Procedures: The First Step Towards Reliable Core Analysis. *Journal of Petroleum Technology* 46 (April 1994).

## **МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАМЕЩЕНИЯ ФЛЮИДА**

- Gassmann, F. Über die elastizität poroser medien [Elasticity of Porous Media]. *Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesselschaft* 96, 1951: 1—23.

## ТИПЫ КАРОТАЖНЫХ ПРИБОРОВ

Wahl, J. S., Tittman, J., & Johnstone, C. W. The Dual Spacing Formation Density Log. Journal of Petroleum Technology, December 1964.

## ЛОКАЛИЗАЦИЯ

de Lange, J. I., & Darling, T. J. Improved Detectability of Blowing Wells. Paper 17255 presented at SPE/IADC, March 1988.

Jones, D. L., Hoehn, G. L., & Kuckes, A. F. Improved Magnetic Model for Determination of Range and Direction of a Blow-Out Well. SPE paper 14388, September 1985.

Kuckes, A., et al. An Electromagnetic Survey Method for Directionally Drilling a Relief Well into a Blown-Out Oil or Gas Well. SPE paper 10946, March 1981.

Mitchell, F. R., Robinson, J. D., et al. Using Resistivity Measurements to Determine Distance Between Wells. Journal of Petroleum Technology, June 1972: 723.

## МНОГОМИНЕРАЛЬНЫЕ (СТАТИСТИЧЕСКИЕ) МОДЕЛИ

Mayer, C., & Sibbert, A. GLOBAL, A New Approach to Computer Processed Log Interpretation. Paper 9341 presented at SPE Annual Tech Conference, 1980.

## КАРОТАЖ МЕТОДОМ ЯДЕРНОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА

Coates, G. R., Gardner, J. S., & Miller, D. L. Applying Pulsed Echo NMR to Shaly Sand Formation Evaluation. Paper presented at SPWLA Convention, Oklahoma, June 1994.

Slijkerman, W. F., & Hofman, J. P. Determination of Surface Relaxivity from NMR Diffusion Measurements. Magnetic Resonance Imaging 16 (June—July 1998): 541—544.

## ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Shell Internationale Petroleum Maatschappij BV (SIPM) Training Division. Course notes from Shell Phase 2. Production Geology course, 1986.

## ПРОБЛЕМЫ ТЕХНОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Dake, L. P. Fundamentals of Reservoir Engineering. Amsterdam: Elsevier, 1978.
- Katz, D. L., et al. Handbook of Natural Gas Engineering. New York: McGraw-Hill, 1959.
- Marsal, D., for SIPM. Course notes from Shell Phase 1. Reservoir Engineering course, 1982.

### ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С МЕХАНИКОЙ ПОРОД

- Biot, M. Theory of Elasticity and Consolidation for a Porous Anisotropic Solid. *Journal of Applied Physics* 26 (1955): 182—185.
- Brown, R. J. S., & Kerringa, J. On the Dependence of the Elastic Properties of a Porous Rock on the Compressibility of the Pore Fluid. *Geophysics* 40 (1975): 608—616.

### ФУНКЦИИ «НАСЫЩЕННОСТЬ-ВЫСОТА»

- Leverett, M. C. Capillary Behaviour in Porous Solids. *Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers* 142 (1941): 152—169.

### АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК ГЛИНИСТОГО ПЕСКА

- Clavier, C., Coates, G., & Dumanoir, J. L. The Theoretical and Experimental Basis for the Dual Water Model for the Interpretation of Shaly Sands. *Society of Petroleum Engineers Journal*, April 1984: 153—167.
- Juhasz, I. The Central Role of Qv and Formation Water Salinity in the Evaluation of Shaly Formations. Paper presented at the Society of Professional Well Log Analysts 19th Annual Symposium, June 1979.
- Normalised Qv: The Key to Shaly Sand Evaluation Using the Waxman-Smits Equation in the Absence of Core Data. Paper presented at SPWLA Symposium, 1981.
- Waxman, M. H., & Smits, L. J. M. Electrical Conductivities in Oil-Bearing Shaly Sands. *Society of Petroleum Engineers Journal*, June 1968: 107.119. Trans AIME 243.
- Waxman, M. H., & Thomas, E. C. Electrical Conductivities in Oil-Bearing Shaly Sands: I. The Relation Between Hydrocarbon Saturation and Resistivity Index. II. The Temperature Coefficient of Electrical Conductivity. *Society of Petroleum Engineers Journal* 14 (1974): 213—225.
- Worthington, P. F. The Evolution of Shaly Sand Concepts in Reservoir Evaluation. *The Log Analyst*, January. February 1985: 23.

## ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МЕТОДА ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО ГАММА-КАРОТАЖА

Clavier, C., Hoyle, W. R., & Meunier, D. Quantitative Interpretation of TDT Logs, Parts I and II. *Journal of Petroleum Technology*, June 1971.

## МАЛОМОЩНЫЕ СЛОИ

Moran, J. H., & Gianzero, S. Effects of Formation Anisotropy on Resistivity Logging Measurements. *Geophysics* 44 (1978): 1266—1286.

Thomas, E. C., & Steiber, S. J. The Distribution of Shales in Sandstones and Its Effect Upon Porosity. *Transactions of the 16th Annual SPWLA Logging Symposium*, 1975, paper T.

## ОТКЛОНЕНИЕ СКВАЖИНЫ И ГЕОУПРАВЛЕНИЕ СКВАЖИНОЙ

Wolff, C. J. M., & de Wardt, J. P. Borehole Position Uncertainty: Analysis of Measuring Methods and Derivation of Systematic Error Model. *Journal of Petroleum Technology*, December 1981: 2339—2350.

# АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

## A

AVO см. Амплитуда отражения в зависимости от удаления

## B

$B_g$ , коэффициент пластового объема газа, 173  
 $B_o$ , коэффициент пластового объема нефти, 3, 173  
BOE, баррели нефтяного эквивалента, 137  
BVI, доля связанный капиллярной воды в полном объеме, 89

## C

CapEx, капитальные затраты (капекс), 129  
CBW, доля находящейся в глине связанный воды в полном объеме, 89  
CPMG  
воздушение, 85  
импульсы, 88

## D

DSM см. Метод дифференциального спектра

## E

EHC (эффективная толщина/пористость/нефтенасыщенность), 156

## F

FFI, индекс свободного флюида, 89  
FINDS, 208  
FOL, уровень свободной нефти, 50  
FWL см. Уровень свободной воды

## G

Gamma, 153  
GBV см. Суммарный объем  
ГИР см. Начальные геологические запасы газа, 158  
GR см. Гамма-излучение

## H

$H_2S$ , 25  
HCPV см. Эффективное поровое пространство  
НИР см. Начальные балансовые запасы нефти, газа и конденсата  
HWC см. Водоуглеводородный контакт

## J

J-функция Леверетта, 66  
J-функция, 66, 67, 68, 96, 141, 217  
на основе данных каротажа, 70  
на основе данных керна, 70  
подгонка, 69

**K**

$k_h$ , 63

**L**

LWD см. Каротаж в процессе бурения

**M**

$m$ , 141

MgCl<sub>2</sub>, 44

MWD см. Измерения в процессе бурения

**N**

$n$ , 141

NPV

чистая приведенная стоимость, 3, 129

чистый объем порового пространства  
1, 166, 142

**O**

OpEx, эксплуатационные расходы  
(опекс), 129

**P**

P15, 2

P50, 2

P85, 2

PI, коэффициент продуктивности, 178

Pi-импульс, 85

PVT-свойства (давление-объем-температура), 43, 160

отбор проб, 172, 173

**Q**

$Q_p$ , 45, 74

**R**

$R_w$ , 60, 141

**S**

SCAL см. Специальный анализ керна  
SEG, Общество геофизиков-

исследователей, 116

SO<sub>2</sub>, 25

SP см. Каротаж потенциала самопроизвольной поляризации

SSM см. Метод смешенного спектра

$S_w$ , водонасыщенность, 1

SWPOR, 108

**T**

T1, 9, 85

T2, 9, 85, 86

TDA см. Метод временного анализа

TDT см. Время затухания при импульсном нейтронном каротаже

$T_w$ , 85

TZ, график зависимости глубины от времени, 114

**V**

VOI см. Ценность информации

$V_p$ , 113—118

$V_{sh}$ , 35, 56, 74, 141

VSP см. Вертикальный сейсмический профиль

**W**

WOB см. Нагрузка на долото

WST см. Сейсмокаротаж

ΔEMV, дополнительная ожидаемая денежная стоимость, 131—132

**A**

Азимут, 186, 206

Азот, 170

Акустическая каротажная диаграмма, 34, 80  
моделирование, 121—123

Акустический импеданс (акустическая жесткость), 113—118

Акустический сигнал

LWD, каротаж в процессе бурения, 6

интегральная диаграмма, 114  
 кабельный каротаж, 7  
**Аллогенные глины**, 159  
**Амплитуда отражения в зависимости от удаления (AVO)**, 122  
**Анализ бурового раствора**, 24  
**Анализ кривой восстановления давления**, 180  
**Анализ методом Монте-Карло**, 105—110  
**Анализ погрешностей**, 105—110  
**Ангидрит**, 70, 82  
**Аномалии, магнитные**, 185  
**Аномально высокие пластовые давления**, 125  
**Аномальные давления**, 164—165  
**Антиклиналь**, 164  
**Арбитраж, маятниковый** 140  
**Арендная плата, базовая**, 11  
**Арендная плата, за прибор**, 11  
**Арчи**  
 метод, 142  
 модель, 105  
 уравнение, 41, 43, 73, 77  
**Аутигенные глины**, 159  
**Ацетон**, 27

**Б**

**База данных, корпоративная**, 55  
 уровень приведения, 54, 205  
**Барит**, 59  
**Баррели нефтяного эквивалента**, 137  
**Безопасность**, 17, 24  
 скважина, 209  
**Безразмерное время**, 179  
**Береговая линия**, 158  
**Бины**, Т2, 88  
**Битум**, 26  
**Боковой каротаж**, 7, 16  
**Боковой колонковый каротаж**, 8  
**Боковой отбор керна**, 8  
**Болота**, 158  
**Буровая колонна**, 184  
**Буровая труба**, 18  
**Буровой раствор**  
 на водяной основе, 7  
 сопротивление фильтрата, 16  
**Буровой раствор на водной основе**, 16, 34, 78

**Буровой раствор на нефтяной основе (OBM)**, 7, 16, 34, 60, 81, 87  
**Запах**, 27

**В**

**Вероятность, относительная**, 95  
**Вертикальное сейсмическое профилирование**, 9  
**Вертикальный сейсмический профиль (VSP)**, 114  
**Визуализация**, 8, 80  
 сопротивление, 15  
**Вкладыш ротора под ведущую бурильную трубу**, 205  
«Влажное соединение», 9  
**ВНК см. Водонефтяной контакт**  
**Вода, связанная в глине**, 87  
**Водонефтяной контакт (ВНК)**, 2, 45, 51, 154, 172, 216  
 на основе данных керна, 21  
**Водородный показатель**, 9  
**Водоуглеводородный контакт (HWC)**, 2, 146  
**Воздействие температуры на давление**, 165  
**Воздуха, плотность**, 170  
**Возможности увеличения объемов добычи**, 3  
**Время затухания при импульсном нейтронном каротаже (TDT)**, 134  
**Время ожидания**, 87  
**Время, безразмерное**, 179  
**Выклинивание**, 118  
**Выравнивание**, 115  
**Вырезка (образцов керна)**, 24  
**Высота над уровнем свободной воды**, 66  
**Выступ**, 18  
**Выщелачивание**, 161  
**Вязкость**, 175  
 воды, 53  
 газа, 53  
 дизельного топлива, 53  
 нефти, 53, 93

**Г**

**Газ**  
 газоводяной контакт, 2, 50, 51  
 газонефтяной контакт, 2, 36, 37, 48, 50, 141, 146, 162

- закупоривание, 63  
 коэффициент пластового объема,  
 $B_g$ , 173  
 коэффициент, 141  
 начальные геологические запасы  
     (GIIP), 1, 47, 69, 80  
 обнаружение, 25  
 пики, 37  
 постоянная, 167  
 скопление, 31  
 шапки, 37  
 Газонефтяное отношение раствора,  $R_s$ , 173  
 Газы  
     поведение нефтяных/  
         конденсатных, 170—174  
     поведение, 167—170  
     свойства, 170  
 Гамма-излучение (GR), 28, 34, 56, 80, 94  
     кабельный, 6  
     каротаж в процессе бурения (LWD), 5  
     по высоте, 210  
 Гамма-каротаж по высоте, 210  
 ГВК см. Газоводяной контакт  
 Гирокомпьютерное исследование, 54  
 Географический север, 207  
 Геолог, 14  
 Геология добычи, 147—166  
 Геоуправление, 209, 209—216  
     отклик по высоте, 214  
 Гидростатические условия, 127  
 Гиromагнитное отношение, 84  
 Гирокомпьютерное исследование, 54  
     приборы, 208  
 Гистограмма, 94  
     плотности зерен, 58  
 Главная ось прибора, 185  
 Глина, 35, 82  
     дисперсная, 98—101  
     минералы, 159  
     объем глины, 35, 57  
     проводящая, 96  
     слоистая, 97—101  
     структурная, 98—101  
     типовидные свойства, 74  
 Глинистый песок, 73  
 Глубина бурения, 21  
 Глубина помещения каротажных  
     приборов, 21  
 Глубина, 205  
     абсолютная, 36  
     измерение, 207  
 Глубоководные карбонаты, 161  
 Глубоководные морские отложения, 158  
 ГНК см. Газонефтяной контакт  
 Границы, 135  
 График  
     взаимозависимости данных плотностного и нейтронного каротажа, 42  
     зависимости  $\log(S_{w\gamma})$  от  $\log(f)$ , 71  
 График «площадь-глубина», 154  
 График зависимости глубины от времени  
     (TZ), 114  
 График Пикетта, 43  
 График Томаса — Штибера, 99  
 График Хорнера, 168 169  
 Гребень, 162
- Д**
- Давление вышележащих пород, 22, 125  
 Давление насыщения, 171  
 Давление, капиллярное, 22, 51  
 Давление, пластовое, 8, 50  
 Давления, аномальные, 164—165  
 Данные кернового анализа, 55  
 Двойное время пробега (TWT), 114  
 Дельтовые отложения, 158  
 Дерево решений, 131—134  
 Дерево решений, 131—134  
 Детерминистские уравнения, 82  
 Деформация, 162—164  
 Диагенез, 23  
 Диагенетические эффекты, 60  
 Диаграмма «давление-температура», 173  
 Диамагнитные ионы, 92  
 Диапир, 162  
 Дин — Старк, 20  
 Диполь  
     местоположение, 195—196  
     поле, создаваемое, 191  
 Дипольный акустический каротаж, 128  
 Дифференциация газа и нефти, 83, 93, 150  
 Добыча  
     накопленная, 14  
     пределная, 3  
     суммарная, 3  
 Договор о совместной разработке, 138  
 Доломит, 26, 79, 82  
 Доломитизация, 162

**Ж**

Жесткость упругая,  
моделирование, 113—118

**З**

Закачка, непрерывная, 23  
Закон Био-Савара, 199  
Закон Дарси, 175—177  
Закупоривание, газовое, 63  
Заморозка, 20  
Запасы, 2, 137  
    вероятные, 3  
    возможные, 3  
    достоверные, 3  
    остаточные, 3  
    разведанные, 3  
Затухание импульсов тепловых нейтронов, 9, 101—103  
Зона проникновения, 83  
Зонд, 7

**И**

Индекс удельного сопротивления, 60  
Избыточное давление, 37  
Измерения в процессе бурения (MWD), 184  
Измеритель ускорения, 185, 189  
Изопахита, 152  
Изостатические условия, 127  
Изохора, 152  
Иллит, 74, 160  
Импульс, 105  
Индекс, удельное сопротивление, 59  
Индонезийское уравнение 78  
Индукция, 7, 16  
Интегральная показательная функция, 177  
Интервалы, отбор проб, 13  
Информация, ценность, 129—134  
Испытание на утечку, 128  
Испытание скважины, 177—181  
Испытание скважины, 177—182  
Испытание, 28  
Исследование, 207—209  
Исследование, гирокосмическое, 54  
Исследование, глубина, 92  
Исследование, правовые причины, 209

Исследуемая скважина, 193

Источники, радиоактивные, 19, 93  
Истощение, 71, 102, 127, 165, 172, 216

**К**

Кабель, 198  
Кабельное калиброванное соединение, 18  
Кавернометр, 7, 34, 80  
Каверны, 79  
Калибровка, 13  
Калий, 6  
Кальциевые пески, 161  
Кальцит, 26  
Камеры, пластовое давление, 8  
Каолинит, 74, 159  
Капиллярное давление, 19, 22  
    воздух/ртуть, 65  
    керн, 66  
Капиллярные эффекты, 216  
Карбонат, тип частиц, 26  
Карбонатные коллекторы, 160—162  
Карбонаты, 79  
Каротаж  
    буровой раствор, 24  
    в процессе бурения (LWD), 4, 92, 212  
    добыча, 10  
    обсаженная скважина, 9  
    с перемещением в трубе, 10  
Каротаж обсаженной скважины, 9  
Каротаж собственного потенциала (SP), 7, 15, 44  
Картирование, 209  
Карты, 152  
Катионообменная емкость (СЕС), 41, 74, 159  
Кварц, 82, 159  
Керн  
    заморозка, 20  
    нагрузка, 24  
    ограничения, 23  
    преобразование к виду плит, 20  
    раскатывание, 24  
    сушка, 24  
    чистка, 24  
Керосин, 22  
Кислотная обработка, 31, 81  
Коллектор  
    идентификация, 35

- истощенный, 38  
 Комочки, 159  
 Компенсация потерь в скважине, 12  
 Комплтоновское рассеяние, 5, 39  
 Компьютерная аксиальная томография, 21  
 Конденсат, 27, 172  
 Конседиментационные разломы, 162—163  
 Константа С, уравнение  
     Ваксмана — Смита, 75  
 Контакт, с вышележащей горизонтальной скважиной, 216—218  
 Контракты, 11  
 Контроль качества, 33  
 Контуры, 151  
 Концентрация NaCl, 43  
 Коэффициент В, 74  
 Коэффициент объемного сжатия, 119  
 Коэффициент отдачи, 3  
 Коэффициент пластового объема нефти ( $B_o$ ), 161  
 Коэффициент продуктивности, 178  
 Коэффициент Пуассона для скелета породы, 120  
 Коэффициент Пуассона, 120, 126  
 Краевой угол, 66, 67  
     пластовые условия, 67  
 Кривая SHPOR, 47  
 Кригинг, 153  
 Критическая точка, 171  
 Круглообразность образца, 26  
 Крыло, 164
- Л**
- Ларморова частота, 84  
 Ледниковые отложения, 158  
 Линия давления насыщенных паров, 167  
 Линия простирания, 151  
 Линия шарнира, 164  
 Ловильные работы, 13  
 Логика, нечеткая, 93  
 Локализация  
     магнитостатическая, 183—198  
     методы, 183—203  
     электромагнитная, 198—203
- М**
- Магнитное поле Земли, 183, 188  
 Магнитное склонение, 188, 206  
 Магнитный север, 206  
 Магнитометр, 183  
 Магнитостатическая локализация, 183—198  
 Маломощные слои 96  
 Манометр, тензометрический, 53  
 Масштабы  
     каротажная диаграмма, 13  
     презентация, 34  
 Материальный баланс, 174—175  
 Маятниковый арбитраж, 140  
 Межфлюидные контакты, 36, 145  
 Мел, 79  
 Мелководные морские карбонаты, 161  
 Меридиан, 206  
 Метан, 170  
 Метод временного анализа (TDA), 86  
 Метод дифференциального спектра (DSM), 89  
     режим, 90  
 Метод импульсного нейтронного гамма-каротажа, 101—104  
 Метод нормированной  $Q_s$ , 77  
 Метод переменной ширины, 115  
 Метод смещенного спектра (SSM), 89, 90  
 Метод Юхаса, 77  
 Методы оконтуривания, 152—153  
 Методы сейсмического анализа  
     вертикальное профилирование, 9  
     интеграция с, 113—118  
 Механика пород, 125—128  
 Механика, породы, 125—128  
 Микрокаротаж сопротивления, 8, 80  
 Минерализация, пластовая, 48, 60  
 Минералы, 21  
     глина, 159  
 Минимально-фазовый, 115  
 Многоминеральные модели, 81  
 Моделирование  
     акустического импеданса, 121—123  
     замещения флюида, 119—121  
     упругого импеданса, 121—123  
 Моделирование замещения  
     флюида, 119—120  
 Моделирование упругой  
     жесткости, 121—124  
 Моделирующая система, 68  
 Модель  
     динамическая, 3, 65

статическая, 2, 65  
 Модель «двойной воды», 78  
 Модуль упругости второго рода для скелета породы, 120  
 Модуль упругости второго рода, 119  
 Молекулярная самодиффузия, 85  
 Монополь, 184—198  
     поле, создаваемое, 190—191  
 Монтмориллонит, 74, 160  
 Мощность залежи, 2  
 Муфты, обсадная колонна, 28  
     локатор, 10

**Н**

Нагрузка на долото (WOB), 211  
 Надежность, 131—134  
 Наибольшее сближение, точка, 193  
 Наклон пласта  
     видимый, 215  
     истинный, 215  
 Накопление избыточного давления, 49  
 Направление простирания, 151  
 Напряжение, вертикальное, 125  
 Настройка модели, 64  
 Насыщенность, 145  
     Арчи, 59  
     вода ( $S_w$ ), 1, 41  
     вода, остаточная, 66  
         остаточная (неснижаемая), 51  
     углеводород, 1  
     углеводород, 42  
     углеводород, 89  
 Насыщенность — высота, 60  
     анализ, 65  
 Натяжение, 34  
 Натяжение, поверхностное, 66, 67  
 Начальные балансовые запасы нефти, газа и конденсата (НПР), 148, 154  
 Начальные геологические запасы товарной нефти (СТОИП), 1, 46, 65, 80, 101, 130, 155  
 Неисправность прибора, 5  
 Нейронные сети, 95  
 Нейтрон, затухание, 101—104  
 Неконтролируемые выбросы, 183  
 Немагнитные муфты, 208  
 Неопределенность местоположения ствола скважины, 208

Неопределенность местоположения ствола скважины, 208  
 Неопределенность, 14, 104—110  
 Неопределенность, TVD, 216  
 Неразрабатываемая зона, 83  
 Нескелетные частицы, 26  
 Несмачивающая фаза, 12  
 Неустойчивость, сжатие, 165  
 Нефть, выветрившаяся, 26  
 Нечеткая логика, 93, 121—123  
 Нормальное распределение, 109

**О**

Обломочные (терригенные) коллекторы, 35, 157—160  
 Обнаружение  
     газа, 27  
     углеводорода, 26  
 Обработка растворителем, 26  
 Образец  
     влажный, 25  
     изолированный, 49  
     сухой, 25  
 Образование складок, 164  
 Обратное расстояние, 152  
 Обратные сбросы, 163  
 Обращение к эксперту за руководящими указаниями, 140  
 Обрезка с ловлением, 18  
 Обсадная колонна, 184  
 Обсадная труба, локатор муфтовых соединений, 10  
 Обсуждение условий управления, 139  
 Общая мощность пласта, 2  
 Общие зависимости «насыщенность — высота», 70, 71  
 Объемный коэффициент нефти, 3  
 Обыкновенные сбросы, 162—163  
 Овершот, 18  
 Ограничения, ЯМР, 92  
 Оперативная интерпретация, 33  
 Описание шлама, 25  
 Описание, шлам 25  
 Определение на основе экспертного заключения, 139  
 Осаждение, 161  
 Оsmос, 165  
 Остаточная водонасыщенность, 66

Отбор керна, 19, 149  
 боковой, 8  
 в губчатый материал, 20  
 в полимерную оболочку, 20  
 стандартный, 19  
 Отбор проб  
 боковой, 8  
 давление, 48  
 пласт, 8  
 Отклонение скважины, 205—207  
 Отклонение скважины, 205—207  
 Отношение, гиromагнитное, 84  
 Отражательная способность, 114

## П

Падение, 21  
 амплитуда, 151  
 направление, 151  
 пласта видимое, 215  
 пласта истинное, 215  
 Пакер, 49  
 Память, LWD, 4  
 Парамагнитные ионы, 92  
 перегиб, 10  
 Перекатывающиеся антиклинали, 162  
 Перепад давления, 50  
 Перепады давления, аномальные, 50  
 Перестрел, 31  
 Переходная муфта для бокового ввода, 48  
 Периодическое наблюдение, при нейтронном каротаже, 103  
 Перфораторы, 28  
 Перфорации, 30  
 Пески  
   водоносные, 37  
   слоистые, 37  
   чистые, 35  
 Песчаник, 39  
 Пирит, 26, 82  
 Планиметр, 154  
 Пластовое давление, 8  
 Пластовый коэффициент, 59, 75  
 Плата за глубину каротажа, 11  
 Плата за измерения в конкретном месте, 11  
 Плата за каротаж, 11  
 Плата за фактическое время работы приборов в скважине, 11

Плоскость гребня складки, 164  
 Плоскость датчика, 185  
 Плоскость симметрии, 164  
 Плотность зерен, 21  
 Плотность пластовой воды, 66  
 Плотность скелета породы, 39  
 Плотность углеводорода, 66  
 Плотность, 5, 114, 118, 175  
   воды, 141  
   газа, 141  
   кабель, 7  
   каротажная диаграмма, 35  
   матрицы, 81  
   нефти, 141  
   пластовой воды, 66  
   по высоте, 210  
   углеводорода, 66  
   флюида, 39, 40, 59  
 Площадь дренирования, 176  
 Поверхностно-активные вещества, 87  
 Поверхностное натяжение, 66, 67  
 Повторное заканчивание скважины, 31  
 Повторный участок диаграммы, 13  
 Подбор полинома, 153  
 Подвижность, 52  
 Показатель насыщенности, 22, 41, 75  
 Показатель цементации, 22, 41, 75  
 Показатель, водородный, 9  
 Пол буровой вышки, 205  
 Ползучесть, рекристаллизационная, 161  
 Поломки прибора, 17  
 Полувариограмма, 153  
 Поляр  
   северный, 184  
   южный, 184  
 Поляризация, продольная, 88  
 Поправки на влияние ствола скважины, 110  
 Поправки на влияние ствола скважины, 110  
 Пористость, 1, 41, 57, 66, 144  
   глина, 40  
   калибровка по керну, 58  
   карбонат, 79  
   керн, 20, 57  
   нейтронный каротаж, 7  
   образец, 26  
   общая, 41  
   расчет, 36, 38  
   эффективная, 41

- Поровый коэффициент упругости, 126  
 Пороговое значение, 57, 106 141  
 $T_2$ , 86  
 $V_{sh}$ , 144  
 проницаемости, 46  
 Порозиметр, 21  
 Постоянная силы тяжести, 175  
 Постоянная Хамбла, 43  
 Постоянная Эйлера, 177  
 Потенциал, собственный, 7  
 Потеря уплотнения, 49  
 Поток, магнитный, 185  
 Предварительное испытание, 52—54  
 Преобразование к виду плит, 21  
 Прибор для каротажа по тепловым нейтронам (TDT), 9  
 Прибор для каротажа эксплуатационной скважины, 10  
 Приборов, компоновки, 15  
 Приборов, прихватывание, 17  
 Приборы для гирроскопического исследования, 208  
 Приборы, резервные, 13  
 Прихват вследствие образования желобов на стенах скважины, 18  
 Прихват под действием перепада давлений, 18  
 Прихват, вызванный перепадом давлений, 18  
 Прихватывание инструмента в скважине, 17  
 Пробы для рекомбинации, 172  
 Проведение закрытых торгов, 139  
 Проект разработки месторождения (FDP), 3, 13  
 Производительность горизонтальных скважин, 218  
 Производительность, 178  
 Проницаемость, 1, 52, 53, 61, 66, 149, 175  
     горизонтальные скважины, 62  
     испытание, 63  
     карбонат, 79  
     керн, 20  
     образец, 26  
     относительная, 30  
 Пропан, 170  
 Пропускная способность канала передачи данных при каротаже в процессе бурения (LWD), 211  
 Прорыв, воды, 30  
 Профилирование, вертикальное сейсмическое, 9  
 Процедуры определения долевого участия, 137  
 Псевдоустойчивое состояние, 176, 178  
 Пустыни, 158  
 Пятна, видимые, 27
- P**
- Равновесное состояние, 165  
 Радиальный поток, 176  
 Радиоактивный маячок, 29  
 Разбиение на зоны, 148  
 Разведочная скважина, 14  
 Размазывание, 187  
 Размывы, 41  
 Разрыв, 31  
 Распределение  
 $T_2$ , 88  
     акустического импеданса, 122  
     нормальное, 109  
 Распределение долей участия, 135—148  
 Распределение долей, условное, 137  
 Распределение, долевое участие, 135—146  
 Рассеяние, комптоновское, 5, 39  
 Растворитель, 21  
 Расходы  
     глубина, 11  
     данные, 12  
     инженер, 11  
     исследование, 11  
     место измерения, 11  
     обработка, 12  
     передача, 12  
     потери в скважине, 12  
     сращивание кабелей, 12  
 Расходы на обработку данных, 12  
 Расходы на передачу данных, 12  
 Расходы на работу с данными, 12  
 Реальное время, 4  
 Регуляризация, 88  
 Режим общей пористости, 91  
 Режим связанной воды, 91  
 Резкое искривление, 10  
 Результаты анализа бурового раствора, 25  
 Результаты, представление, 45  
 Рекристаллизационная ползучесть, 161  
 Релаксация, поперечная, 86

Релаксирующая способность,  
поверхностная, 86  
Ретроградный конденсат, 172  
Решения, оперативные, 16  
Рифы, 164  
Ртуть, 22

**C**

Самодиффузия, молекулярная, 85  
Сантипуаз, 52  
Связанная вода глины, 21  
Связка, цементная, 10  
Сдвиговый сброс, 164  
Север, географический, 207  
Север, магнитный, 206  
Север, сеточный, 206  
Северный полюс, 184  
Сейсмограммы, синтетические, 113—118  
Сейсмограф, 9  
Сейсмокаротаж (WST), 9, 114  
Сейсмокаротаж, 9

СЕС, см. Катионообменная емкость  
Сеточный север, 206  
Сжатие, 125—128, 163  
    неустойчивость, 165

Сжимаемость  
    порового пространства, 174  
    суммарная, 174

Сигма, 101—102  
Сидерит, 26, 82

Сила тяжести, 205

Синклиналь, 164

Синтетические сейсмограммы, 113—118

Синхронизация, перфораторы, 29

Скалярное произведение, 188

Сканирование, компьютерная аксиальная  
томография (CAT), 21

Скважина

    разведочная, 14  
    эксплуатационная, 15

Скин, 63

Скопление, газ, 31

Скорость  
    поперечной волны, 7, 38, 119  
    продольной волны, 7, 38, 119

Скорость потока, 175

Скорость проходки, 5, 25, 210

Слои, 96

Слои, маломощные, 96  
Случайность, 106  
Совокупность, 108  
Соляные купола, 162  
Соотношение «пористость-проницаемость», 53, 56, 58, 69  
Соотношение TZ, 118  
Сопротивление  
    LWD, каротаж в процессе бурения, 5  
    глубинный каротаж, 35  
    кабельный каротаж, 6  
    пластовой воды, 41  
    с малой глубиной исследования, 35

Сопротивление пластовой воды, 41  
Сопротивление фильтрата бурового раствора,  $R_{mf}$ , 16  
Сопротивление, волновое, 113—118  
    моделирование, 121—123

Составляющая постоянного тока, 104

Спектр, T2, 88

Спектр, дифференциальный метод, 89  
    режим, 90

Спектроскопия, гамма-излучение, 9

Спектроскопия, естественное гамма-излучение, 5

Специальный анализ керна (SCAL), 21, 59,  
66, 126

Спин, 84

Среднее

    арифметическое, 61  
    гармоническое, 62  
    геометрическое, 61

Средний уровень моря, 205

Срок службы батареи, 5

Стандартное отклонение, 108

Стендинг и Кац, 169—170

Стоимость ликвидации скважины, 129

Стратегия проведения каротажных  
работ, 13

Структура образца, 26

Суммарный объем (GBV), 1, 136, 142, 154,  
156

«Сухое» испытание, 50

Сушка, 24

Сферичность образца, 26

**T**

Твердость, образец, 26

Тектонические нарушения, 162—163  
 Телеметрия, 211  
 Температура  
     забойная, 45  
     максимальная, 15  
     окружающей среды, 24  
 Тензометрический манометр, 53  
 Теория выборок, 108  
 Технология разработки  
     месторождений, 167—182  
 Тип образца, 26  
 Толщина, эффективная, 55  
 Торий, 6  
 Точка наибольшего сближения, 193  
 Точка росы, 171  
 Точки замера, 207  
 «Трамвайная линия», 36  
 Трещины, 21, 80  
 Тригонометрическая съемка, 152, 200  
 Трубки Дретера, 28

**У**

Угол наклона, 186, 205  
 Угол, краевой, 66, 67  
 Удерживание, 18  
 Ультрафиолет (UV), 21, 26, 27, 56  
 Уравнение  
     «пористость — проницаемость», 148  
 Уравнение Ваксмана — Смита, 74, 77  
 Уравнение Ван-дер-Ваальса, 168  
 Уравнение Симанду (Simandoux), 78  
 Уравнение состояния идеального газа, 167  
 Уравнения Гассмана, 119—120, 121  
 Уран, 6  
 Уровень свободной воды (FWL), 1, 48, 50,  
     51, 66, 71, 72, 136, 141, 145, 216  
 Условия коллектора, 68  
 Условное распределение ролей, 135  
 Усредненные значения  
     проницаемости, 61  
 Установки, 130

**Ф**

Фаза, минимальная, 115  
 Фазовые переходы, 165  
 Фактическая вертикальная глубина  
     (TVD), 54, 194, 205, 216

Фиксированное долевое участие, 139  
 Фильтр Баттеруорта, 115  
 Фильтрат бурowego раствора, 49  
     проникновение, 7, 39, 45, 70, 82, 110  
     сопротивление, 16  
 Флюиды, свойства ЯМР, 91  
 Флюоресценция, 37  
     естественная, 26  
 Фотоэффект, 7  
 Функции, принадлежность, 94

**Х**

Хлористый винил, 27  
 Хлорит, 74, 160  
 Хлороформ, 27

**Ц**

Цвет, образец, 26  
 Целевая скважина, 193  
 Цемент, гильсонитовый, 26  
 Цементация, 161  
     показатель, 22  
 Цементная связка, 30 прибор для измере-  
     ния качества, 10  
 Ценность информации (VOI), 129—134, 150  
 Централизованная эксплуатация, 135  
 Центрифуга, 23  
 Центрифугирование, 20  
 Цилиндрические образцы  
     вертикальные, 21  
     горизонтальные, 21  
     керна, 20

**Ч**

Число Эккерта, 45  
 Чистая приведенная стоимость (NPV), 3,  
     129  
 Чистка, 24  
 Чистое действующее вертикальное  
     напряжение, 155  
 Чистый объем порового пространства  
     (NPV), 1, 136, 142

**Э**

- Эксплуатационная скважина, 15  
Экстракт, растворитель, 27  
Электрический центробежный погружной насос (ЭЦПН), 31  
Электромагнитная локализация, 198—203  
    принципы, 198  
Электропроводность, избыточная, 75  
Этан, 170  
Эфир, 27  
Эффективная мощность, 2, 38  
Эффективная толщина, 2, 35, 36, 55  
Эффективная/общая толщина, 46  
Эффективное поровое пространство (HCPV), 1, 136, 142

**Ю**

- Южный полюс, 184

**Я**

- Ядерный магнитный резонанс (ЯМР), 9,  
64, 84, 213  
ЯМР см. Ядерный магнитный резонанс