

The background is an abstract, textured composition. It features large, irregular patches of bright yellow and ochre, interspersed with areas of grey, white, and muted blue. The overall appearance is reminiscent of weathered rock, aged paper, or a complex geological cross-section. The textures are layered and somewhat chaotic, with some areas appearing more saturated than others.

В. Н. СЕМЕНОВ

**КОНТРОЛЬ
ЗА РАЗРАБОТКОЙ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПРОМЫСЛОВО-
ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ
МЕТОДАМИ**

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

В. Н. СЕМЕНОВ

**КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРОМЫСЛОВО-
ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ**

Монография

Тюмень
Издательство
Тюменского государственного университета
2020

УДК 622.276
ББК И36-7
С302

Рецензенты:

М. О. Писарев — директор Политехнической школы Тюменского государственного университета

А. В. Акиншин — кандидат геолого-минералогических наук, эксперт Экспертно-аналитического управления ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Семенов, В. Н.

С302 Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений промыслово-геофизическими методами : монография / В. Н. Семенов ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский государственный университет. — Тюмень : Издательство Тюменского государственного университета, 2020. — 224 с.

ISBN 978-5-400-01626-4

В монографии рассмотрены теоретические и практические особенности интерпретации основных методов промыслово-геофизического контроля за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений. Методики интерпретации постоянно совершенствуются: те подходы, которые еще несколько лет назад считались несомненно верными, к настоящему времени принципиально изменились. В издании представлена наиболее обоснованная, по мнению автора, позиция на освещаемые вопросы, хотя некоторые из них до сих пор являются дискуссионными.

Адресована специалистам нефтегазовой отрасли, изучающим промыслово-геофизический анализ разработки месторождений.

**УДК 622.276
ББК И36-7**

ISBN 978-5-400-01626-4 © Тюменский государственный университет, 2020
© Семенов В. Н., 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ.....	6
ПРЕДИСЛОВИЕ.....	8
1. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТАЖА СКВАЖИН.....	11
1.1. Общие сведения о цементаже скважин	11
1.2. Акустический контроль цементирования (АКЦ)	15
1.3. Скважинное акустическое телевидение (САТ)	28
1.4. Гамма-гамма цементометрия (ГГК-Ц)	33
1.5. Многозондовый нейтронный каротаж (МНК-Ц)	42
1.6. Контроль цементажа методом термометрии	43
1.7. Методы радиоактивных изотопов	45
2. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАБОТАЮЩИХ ИНТЕРВАЛОВ	46
2.1. Общие сведения	46
2.2. Механическая расходомерия	49
2.3. Термокондуктивный индикатор притока	61
2.4. Акустическая шумомерия	67
2.5. Спектральная акустическая шумомерия	69
3. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВА ФЛЮИДА	72
3.1. Диэлькометрическая влагомерия	73
3.2. Резистивиметрия.....	76
3.3. Гамма-гамма плотнометрия	78
3.4. Нейтрон-нейтронный каротаж.....	82
3.5. Манометрия (барометрия)	83
3.6. Светооптические датчики.....	84
3.7. Методы нейтронного активационного анализа	85
4. РАДИОГЕОХИМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ	87
5. ТЕРМОМЕТРИЯ	99
5.1. Задачи и основные эффекты, регистрируемые термометрией	99
5.2. Адиабатический эффект	101

5.3. Дроссельный эффект.....	102
5.4. Калориметрический эффект.....	104
5.5. Нестационарные режимы, баротермический эффект	109
5.6. Исследования при разгазировании нефти.....	116
5.7. Исследования добывающих скважин под закачкой	117
5.8. Исследования нагнетательных скважин.....	118
6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕТОКОВ.....	122
6.1. Внутрипластовые и заколонные перетоки.....	122
6.2. Определение перетоков методами потокометрии.....	124
6.3. Определение перетоков методом индикаторных закачек	132
6.4. Определение перетоков по диагностическим графикам Холла	135
6.5. Определение интервалов гидроразрыва	137
7. КОНТРОЛЬ ЗА ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ КОЛОННЫ	140
7.1. Определение элементов конструкции скважины.....	140
7.2. Определение интервалов перфорации.....	142
7.3. Определение места прихвата труб.....	143
7.4. Определение негерметичности забоя.....	145
7.5. Определение негерметичности колонны методами потокометрии	147
7.6. Специальные методы контроля технического состояния колонны.....	151
8. КОНТРОЛЬ ЗА ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬЮ	159
8.1. Основные закономерности выработки запасов нефти и газа	159
8.2. Контроль за газонасыщенностью методом ННКт.....	165
8.3. Контроль за нефтегазонасыщенностью методом ИННК.....	179
8.4. Контроль за нефтегазонасыщенностью методом СНГК	183

8.5. Контроль за нефтегазонасыщенностью методом ВАК.....	186
8.6. Контроль за нефтенасыщенностью методом С/О-каротажа.....	187
8.7. Изменение минерализации в процессе разработки	194
8.8. Контроль за нефтегазонасыщенностью методом ВИКИЗ.....	198
8.9. Контроль за нефтегазонасыщенностью методом ЭДК.....	201
8.10. Скважины, пробуренные на поздней стадии разработки.....	206
8.11. Обобщение исследований за нефтегазонасыщенностью	217
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	220

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АКЦ — акустическая цементометрия
АКШ — акустический каротаж широкополосной
БКЗ — боковое каротажное зондирование
ВАК — волновой акустический каротаж
ВИКИЗ — высокочастотное индукционное каротажное изо-
параметрическое зондирование
ВНК — водонефтяной контакт
ВНФ — водонефтяной фактор
ГГК-Ц — гамма-гамма цементометрия
ГПП-П — гамма-гамма плотнометрия по просвечиванию
ГПП-Р — гамма-гамма плотнометрия по рассеянию
ГЖК — газожидкостной контакт
ГИНР — гамма-излучение неупругого рассеяния
ГИРЗ — гамма-излучение радиационного захвата
ГИС — геофизические исследования скважин
ГК — гамма-каротаж
ГНК — газонефтяной контакт
ГРП — гидравлический разрыв пласта
ИНГК — импульсный нейтрон-гамма каротаж
ИННК — импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
КАНГМ — кислород-активационный нейтронный гамма-
метод
ЛМ — электромагнитный локатор муфт
МДТ — электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия
МИД-Т — магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия
МНА — методы нейтронного активационного анализа
МНК-Ц — многозондовый нейтронный каротаж
МТП — многорычажная трубная профилометрия
МУН — методы увеличения нефтеотдачи

НГК — нейтрон-гамма каротаж
НКТ — насосно-компрессорные трубы
ННКт — нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым ней-
тронам

НЭК — наноэлектрический каротаж
ПГИС — промыслово-геофизические исследования скважин
ППД — поддержание пластового давления
ПС — потенциал собственной поляризации
ПХ — прихватоопределитель
РГД — расходомер глубинный дистанционный
РГЭ — радиогеохимический эффект
САТ — скважинное акустическое телевидение
СГДТ — скважинный гамма-дефектомер-толщиномер
СГК — спектрометрический гамма-каротаж
СКО — соляно-кислотная обработка
СМИ — сканирующая магнитная интроскопия
СНГК — спектрометрический нейтрон-гамма каротаж
С/О — углерод-кислородный каротаж
СТИ — скважинный термокондуктивный индикатор при-

тока

ТА — термоанемометр
УВ — углеводороды
УЭС — удельное электрическое сопротивление
ФБР — фильтрат бурового раствора
ФЕС — фильтрационно-емкостные свойства
ФКД — фазокорреляционная диаграмма
ЭДК — электрический дивергентный каротаж
ЭДС — электродвижущая сила
ЭМДС-С — электромагнитная дефектоскопия скважин ска-
нирующая

FSI HD — Flow Scanner high-definition (сканер потока высо-
кого разрешения)

NOSH — высокие частоты акустической шумометрии
NOSL — низкие частоты акустической шумометрии
NOSM — средние частоты акустической шумометрии

|| ПРЕДИСЛОВИЕ

После бурения и проведения геофизических исследований (ГИС) скважину обсаживают: спускают металлическую колонну, а пространство между металлической колонной и горной породой цементируют, добиваясь тем самым разобщения пластов. Затем в запроектированном интервале проводят перфорацию (вторичное вскрытие пласта), осуществляя гидродинамическую связь между нужным интервалом пласта и стволом скважины.

Задачи и комплекс методов ГИС, проводимых в открытом стволе скважины и после ее обсадки колонной, принципиально отличаются.

В открытом стволе методы ГИС сводятся к решению следующих задач: определить интервалы коллекторов, оценить характер насыщения и объем полезных углеводородов, содержащихся в коллекторе.

После обсадки скважины и ее цементации промыслово-геофизические исследования (ПГИ) отчасти могут использоваться для уточнения результатов ГИС открытого ствола, но основные задачи сводятся к решению следующих вопросов:

1. В каких интервалах находятся невыработанные запасы углеводородов (УВ) и сколько их?
2. Как оптимально выработать эти запасы УВ?
3. Что сделать, чтобы увеличить дебит каждой скважины в отдельности?

Задачи, решаемые при контроле за процессом разработки нефтяных и газовых месторождений, условно можно разделить на две категории: технико-технологические и геолого-промысловые.

Решение технико-технологических задач начинается с изучения целостности металлической колонны и заколонного пространства. А при решении геолого-промысловых задач на-

личие металлической колонны и цемента является главным искажающим фактором, снижающим информативность промыслово-геофизических исследований.

Технико-технологические задачи сводятся к изучению конструкции скважины и позволяют:

- оценить техническое состояние металлических колонн (негерметичности, смятия, коррозии т. п.);
- оценить качество цементации скважины;
- определить фактические интервалы перфорации, оценить качество (совершенство) вскрытия;
- определить местоположение и контролировать работу подземного оборудования, определять интервалы прихвата колонн;
- выявлять зоны гидрато- и солеобразования в стволе скважины и др.

При решении технико-технологических задач объектом исследования является скважина.

Геолого-промысловые задачи сводятся к изучению процесса выработки запасов УВ и позволяют:

- определить фактические интервалы, из которых поступает пластовый флюид или куда уходит закачиваемая вода;
- определить причины высокой обводненности продукции добывающих скважин, крайне низких или аномально высоких дебитов скважин;
- определить текущую нефте- и газонасыщенность, текущие положения газоводонефтяных контактов;
- оценить гидродинамические параметры пласта (проницаемость, гидропроводность, продуктивность, скин-фактор и т. д.)

При решении геолого-промысловых задач объектом исследования является пласт, а скважина — искажающим фактором.

Таким образом, промыслово-геофизические исследования скважин (ПГИС, ГИС-контроль) — это комплекс геофизических исследований и работ, проводимых в процессе испытания,

освоения и эксплуатации скважин с целью получения информации о гидродинамических процессах, происходящих в пласте, изучения текущей структуры запасов нефти и газа и оценки технического состояния скважин.

Ключевые особенности ПГИС:

- исследования проводятся после обсаживания скважины колоннами;
- изучаются техническое состояние скважин и процесс выработки запасов УВ.

Рассмотрим основные задачи и комплекс методов ПГИС, используемых на различных этапах строительства и эксплуатации скважин.

1. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТАЖА СКВАЖИН

1.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЦЕМЕНТАЖЕ СКВАЖИН

После того как скважина пробурена, производится спуск металлических колонн. Пространство между металлической колонной и горными породами заливается цементным раствором. У цементаж скважины две основные задачи: во-первых, надежно закрепить металлическую колонну; во-вторых, разобщить пласты и отделить разрабатываемый пласт от остальной части разреза.

Задача разобращения пластов имеет крайне важное значение как с экологической, так и с эксплуатационной точки зрения. При ненадежном цементаже возможен заколонный переток воды из выше- или нижележащих горизонтов по негерметичному пространству между металлической колонной и породой. При этом приток из разрабатываемого продуктивного пласта будет существенно снижен, вследствие чего снизятся производительность скважины и себестоимость добычи нефти или газа.

Конструктивно можно выделить три основных участка (см. рис. 1.1.1), на которых осуществляется цементаж скважины: направление, кондуктор, промежуточные колонны (при необходимости) и эксплуатационная колонна.

Вблизи устья скважины в зоне рыхлых пород бурится первый участок (как правило, глубиной до 50 м), устанавливается труба, а пространство между трубой и горной породой заливается цементом. Этот участок называется направлением.

Затем бурится участок в интервале верхних рыхлых пород (как правило, глубиной до 400–800 м), закрепляется обсадной металлической колонной, заколонное пространство также полностью цементируется. Этот участок называется кондуктором.

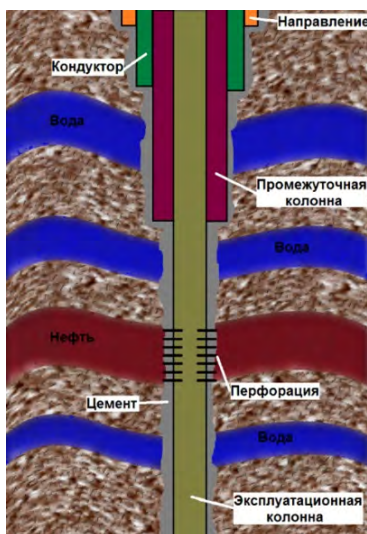


Рис. 1.1.1. Основные участки цементации скважины и типы обсадных колонн

Ниже возможна установка дополнительных обсадных колонн, называемых промежуточными. Их количество может быть больше одной и зависит от глубины расположения продуктивного пласта и устойчивости горных пород. Цементация этих колонн также проводится по всей длине.

Основное назначение направления, кондуктора и промежуточных колонн заключается в креплении скважины и предотвращении выхода на поверхность пластовых флюидов.

Последний участок цементирования (и самый длинный) — эксплуатационная колонна. Цементация проводится для разобщения (отсечения) разрабатываемого пласта от остальной части разреза, что препятствует перетокам пластового флюида из выше- или нижележащих горизонтов.

Эксплуатационную колонну устанавливают в скважине с помощью центрирующих фонарей, размещая их на ту часть колонны, которая перекрывает продуктивные и водоносные

горизонты. Размер труб подбирают исходя из номинального диаметра скважины так, чтобы диаметр цементируемой области (т. е. разницы между диаметром скважины и внешним диаметром трубы) был не менее 3 см. Допускается цементирование не всей эксплуатационной колонны, но на расстоянии как минимум 150–300 м вверх и вниз от разрабатываемого пласта должен быть сплошной бездефектный цементаж (для газовых скважин — 500 м [1]).

Цементаж скважин проводится путем задавливания цемента в заколонное пространство через специальные отверстия в металлической колонне либо через специальные трубки малого диаметра. Цемент закачивается снизу и продавливается вверх по заколонному пространству.

Плотность применяемого цемента изменяется в широком диапазоне (1,4–3,2 г/см³), но, как правило, используется плотность порядка 1,5–1,9 г/см³. Верхнюю часть ствола скважины обычно цементируют облегченным цементным раствором плотностью 1,5–1,65 г/см³ (гельцемент), а нижнюю часть ствола в интервале разрабатываемого пласта (нижние 700–800 м) — цементом плотностью 1,8–1,9 г/см³ (портландцемент).

Скорость схватывания (затвердевания) цементного камня зависит от состава цементной смеси, термобарических условий и фильтрационных свойств пласта. На забое скважины цемент затвердевает быстрее из-за более высокой температуры и давления. В идеальных условиях затвердевание цементной смеси должно происходить постепенно от забоя к устью скважины. Но в проницаемых интервалах процесс цементаж ускоряется вследствие оттока воды из цементной смеси в пласт. В результате напротив проницаемых пропластков цементный раствор достаточно быстро затвердевает, а в нижележащих интервалах давление от столба цементного раствора снижается, в силу этого могут образовываться различные пустоты, каналы и каверны в цементном камне, что является предпосылкой для формирования заколонных перетоков.

Длительность затвердевания цементного раствора, как правило, составляет 24 часа для эксплуатационной колонны, 16 часов — для промежуточных колонн, 12 часов — для кондуктора.

При контроле качества цементации решаются следующие задачи:

- определение высоты подъема цементного раствора;
- определение интервалов со сплошным (бездефектным) контактом цемента с колонной и горными породами;
- определение интервалов с дефектами в цементном кольце, его типа, размера и ориентации;
- определение плотности цементного камня: интегральной и селективной;
- определение положения обсадной колонны в стволе скважины (эксцентриситет).

Контроль качества цементации проводится во всех скважинах. Перед проведением исследований обсадная колонна должна быть заполнена однородным буровым раствором без газовоздушных пузырьков, а с поверхности колонны необходимо удалить ржавчину и различные загрязнения нефтепродуктами.

Для контроля качества цементации могут применяться следующие методы:

1) акустические:

- на преломленных волнах: акустическая цементометрия (АКЦ);
- на отраженных волнах (эффект ревербации): скважинное акустическое телевидение (САТ);

2) радиометрические:

- гамма-гамма цементометрия (ГГК-Ц);
- многозондовый нейтронный каротаж (МНК-Ц);
- закачка радиоактивных изотопов;

3) термические.

Наиболее часто применяются методы АКЦ, ГГК-Ц (как правило, совместно).

1.2. АКУСТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ (АКЦ)

Схема формирования преломленных волн и форма акустических сигналов приведены на рис. 1.2.1.

Формируемый излучателем аппаратуры АКЦ упругий импульс ($P_{ж}$) распространяется по жидкости в стволе скважины во всех направлениях. Достигнув стенки металлической колонны, под определенными (критическими) углами происходят преломление волны и формирование преломленных продольных ($P_{ж}P$) и поперечных ($P_{ж}S$) волн, которые распространяются вдоль стенки скважины по металлической колонне и цементному кольцу (при наличии). В результате колебательных движений колонны в скважинной жидкости образуются преломленные (головные, боковые) продольные ($P_{ж}PP_{ж}$) и поперечные ($P_{ж}SP_{ж}$) волны, несущие информацию о качестве цементажа скважины.

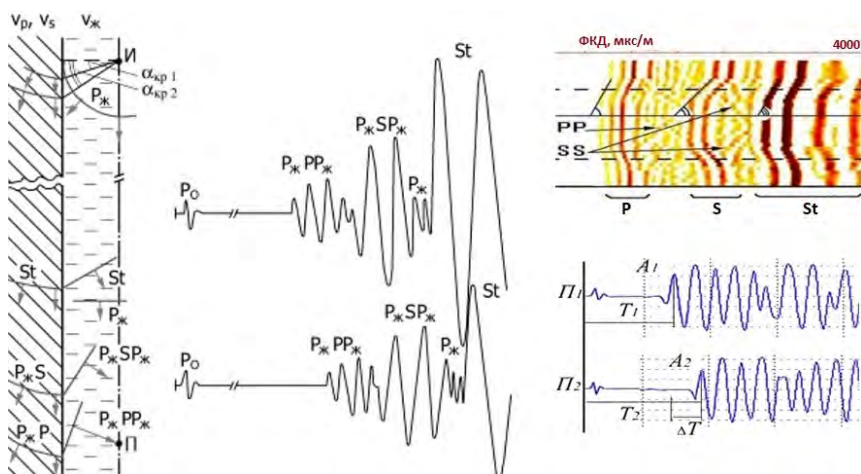


Рис. 1.2.1. Схема формирования преломленных волн, форма акустических сигналов (слева) и их параметры (справа)

Наибольшей скоростью обладает продольная головная волна ($P_{ж}PP_{ж}$), затем на приемник поступает сигнал от поперечной головной волны ($P_{ж}SP_{ж}$) (в низкоскоростном разрезе поперечная головная волна не образуется). Далее поступает сигнал от прямой гидроволны ($P_{ж}$), а после нее — сигнал от наиболее интенсивного низкочастотного колебания волны Стоунли (St) (см. рис. 1.2.1, слева). В интервалах свободной не зацементированной колонны распространяется продольная волна Лэмба (L), которую часто называют «волной по колонне».

При наличии жесткого контакта цемента с колонной и горной породой (бездефектный цементаж) регистрируется сигнал, представляющий суперпозицию пяти волн: волны по обсадной колонне, продольной и поперечной волн по горной породе, прямой гидроволны по скважинной жидкости и поверхностных волн Лэмба–Стоунли.

Пакеты упругих колебаний, распространяющиеся по обсадной колонне, имеют колоколообразную форму и состоят из 3–4 периодов колебаний (6–8 фаз). С первой до 4–5 фазы происходит увеличение амплитуды колебаний, а затем — ее уменьшение вплоть до нуля.

Классическая аппаратура АКЦ состоит из одного излучателя и двух приемников. Регистрируется время прихода первого положительного вступления волны на каждый приемник (T_1, T_2). Зная базу зонда L , рассчитывается интервальное время: $\Delta T = (T_2 - T_1) / L$. Определяются амплитуды A первой положительной фазы упругих колебаний в фиксированном временном окне по каждому приемнику (см. рис. 1.2.1, справа), исходя из которых рассчитываются декременты затухания (ослабление волны): $d = 20 \cdot \lg (U_0 / A)$, дБ (где $U_0 = const$ — максимальная амплитуда сигналов). Коэффициент затухания по колонне α_k определяется по следующей формуле: $\alpha_k = (d_2 - d_1) / L$. Для оценки качества сцепления с породой регистрируются интервальное время ΔT_n и амплитуда волны A_n по породе.

Широкое распространение получила аппаратура типа МАК. Самым простым прибором данной модификации является

МАК-2: трехэлементный зонд ($I1.0П10.5П2$), состоящий из одного магнитострикционного излучателя и двух пьезокерамических приемников (рис. 1.2.2). Аналогично устроена аппаратура типа АКЦ-75. Более современная аппаратура — интегрально-сканирующего типа (МАК-9СК) состоит из излучателя и двух приемников ($I1.0П10.5П2$), а также сканирующего модуля, включающего 8 излучателей и 8 приемников ($I_{(1-8)}0.4П_{(1-8)}$), что позволяет определять состояние цементного камня радиально по секторам в 45 градусов.

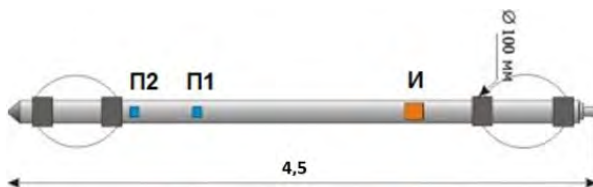


Рис. 1.2.2. Схема расположения зондов прибора МАК-2

Вертикальная и горизонтальная разрешающая способность метода АКЦ составляет 40 см.

Скорость распространения упругих волн по металлической колонне V_k не зависит от состояния цементного камня и определяется маркой стали, из которой выполнена колонна. Скорость волны по металлической колонне относительно постоянная и в среднем составляет 5434 м/с (± 400 м/с), интервальное время $\Delta T_k = 1/V_k \approx 184$ мкс/м, коэффициент затухания $\alpha_k \approx 3,5$ дБ/м.

Скорость распространения упругих волн в цементном кольце зависит от его плотности и при бездефектном цементе для затвердевшего портландцемента составляет примерно 3000 м/с ($\Delta T_u \approx 330$ мкс/м), для гельцемента — 1600 м/с ($\Delta T_u \approx 625$ мкс/м).

Наименьшее влияние скважинные условия оказывают на коэффициент затухания α_k , как следствие, этот параметр наиболее тесно связан с состоянием цементного пространства.

При интерпретации АКЦ выделяют три типа характера сцепления цемента с колонной и горной породой: сплошной (жесткий) контакт, частичный контакт и отсутствие контакта.

Если в заколонном пространстве цемент отсутствует, то упругая волна распространяется только по металлической колонне, потеря энергии будет минимальной (в металле скорость волны в 2–3 раза выше, чем в цементе), а амплитуда волны — максимальной. Как следствие, декремент затухания d , коэффициент затухания α_k и интервальное время ΔT будут иметь низкие значения. Интервалы незацементированной колонны отмечаются мощным долго незатухающим сигналом (рис. 1.2.3, справа). Величина коэффициента затухания будет зависеть от материала, из которого изготовлена колонна, и диаметра колонны D_k : с увеличением диаметра обсадной колонны коэффициент затухания снижается. Так, в эксплуатационной колонне при диаметре $D_k = 146$ мм, $\alpha_k = 3,5$ дБ/м; при $D_k = 168$ мм, $\alpha_k = 2,9$ дБ/м; в кондукторе при $D_k = 245$ мм, $\alpha_k = 1,6$ дБ/м; в направлении при $D_k = 324$ мм, $\alpha_k = 0,5$ дБ/м.

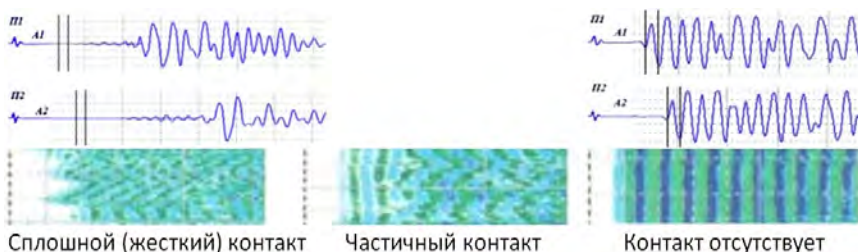


Рис. 1.2.3. Сверху: волновые картины при сплошном (жестком) контакте (слева) и в случае отсутствия цементного камня (справа); снизу: характерный вид ФКД при различном контакте цемента с колонной

При сплошном (жестком) контакте цемента с колонной (цементное кольцо без дефектов) движение волны по колонне приводит к колебаниям в цементном камне, в результате скорость распространения волны снижается из-за потери энергии. Отмечаются крайне низкая амплитуда волны (на уровне шума), возрастание интервального времени ΔT и коэффициента затухания α_k (рис. 1.2.3, слева). Величина коэффициента затухания будет зависеть от толщины, плотности и предела прочности цементного камня, диаметра и толщины обсадной колонны, длины формируемых излучателем аппаратуры упругих волн.

Интерпретация данных АКЦ:

1. *Определение качества сцепления цемента с колонной:*

- если контакт цемента с колонной отсутствует, то интервальное время ΔT минимально и находится на уровне интервального времени по колонне ΔT_k , коэффициент затухания α_k — минимальный, а амплитуда A_k — максимальная;

- если характер сцепления цемента с колонной частичный, то интервальное время ΔT также минимально и находится на уровне интервального времени по колонне ΔT_k , но коэффициент затухания α_k характеризуется повышенными значениями;

- если характер сцепления цемента с колонной сплошной (бездефектное цементное кольцо), то интервальное время ΔT значительно выше уровня интервального времени по колонне ΔT_k , коэффициент затухания α_k также характеризуется высокими значениями, а амплитуда A_k — минимальная.

В табл. 1.2.1 приведена сравнительная характеристика регистрируемых параметров АКЦ при различном характере сцепления цемента с колонной. Пример количественных критериев оценки качества сцепления цемента с колонной и горной породой в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм, зацементированной портландцементом плотностью 1,85 г/см³, приведен в табл. 1.2.2.

Таблица 1.2.1

**Сравнительная характеристика регистрируемых параметров АКЦ
при различном характере сцепления цемента с колонной**

<i>Характеристика</i>	<i>Сплошной контакт</i>	<i>Частичный контакт</i>	<i>Плохой контакт</i>
Амплитуда волны A_k	крайне низкая	средняя	максимальная
Интервальное время ΔT	высокое	низкое	низкое
Декремент затухания d	высокий	повышенный	низкий
Коэффициент затухания α_k	высокий	повышенный	низкий

Пример определения качества сцепления цемента с колонной по данным АКЦ приведен на рис. 1.2.4. На фазокорреляционной диаграмме (ФКД) в интервалах, в которых цемент отсутствует, отмечаются все линии фазовой корреляции, а коэффициент затухания α_k характеризуется минимальными значениями. В интервалах с хорошим сцеплением цемента с колонной акустические волны затухают, вследствие чего коэффициент затухания α_k становится максимальным, а амплитуда — минимальной, линии фазовой корреляции на ФКД исчезают.

Таблица 1.2.2

**Пример количественных критериев определения качества сцепления
цемента с колонной и горными породами**

<i>Качество контакта сцепления цемента</i>		<i>Значения интерпретируемых параметров*</i>	
<i>с колонной (первый контакт)</i>	<i>с горной породой (второй контакт)</i>	α_k , дБ/м	ΔT , мкс/м
отсутствует	–	2–5	178–190
частичный	–	5–30	
сплошной	сплошной	> 30	190–550
	–		> 550

* Указаны значения в эксплуатационной колонне $D_k = 146$ мм, зацементированной портландцементом с плотностью $1,85$ г/см³. Для гелецемента сплошной контакт принимается при граничном значении коэффициента затухания α_k более 21 дБ/м

Пример интерпретации данных АКЦ с использованием в качестве граничных критериев коэффициента затухания и интервального времени приведен на рис. 1.2.5. Интервалом сплошного цементата соответствует коэффициент затухания α_k более 30 дБ/м (для других диаметров колонн и плотности цемента граничные значения будут другими). Если коэффициент затухания α_k менее 30 дБ/м, но более 5 дБ/м, контакт сцепления цемента с колонной будет частичным. Интервальное время характеризуется повышенными значениями только при сплошном цементате, при частичном или плохом цементате — показания на уровне значений, характерных для металлической колонны ($\Delta T_k \approx 184$ мкс/м).

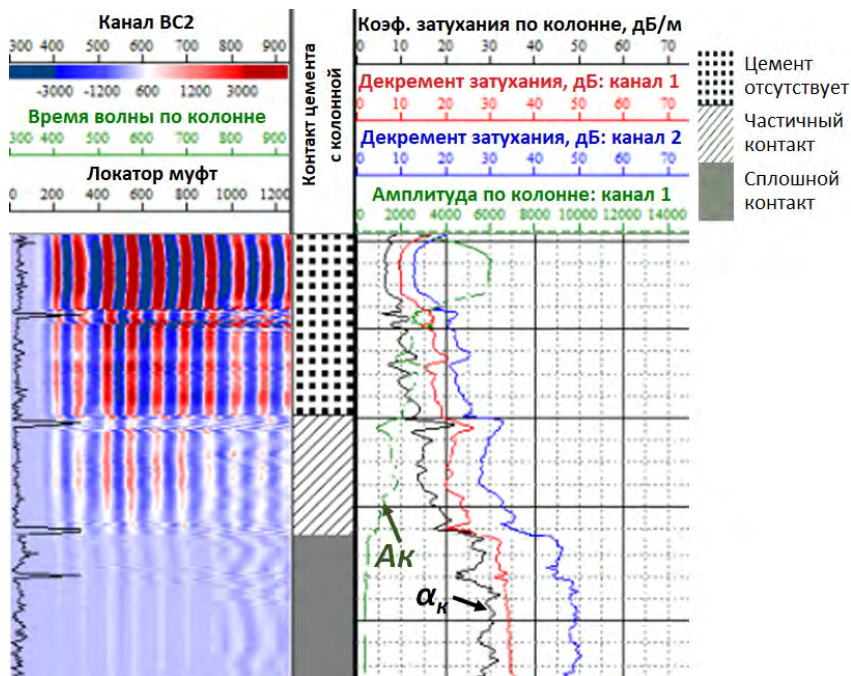


Рис. 1.2.4. Пример определения качества сцепления цемента с колонной по данным АКЦ

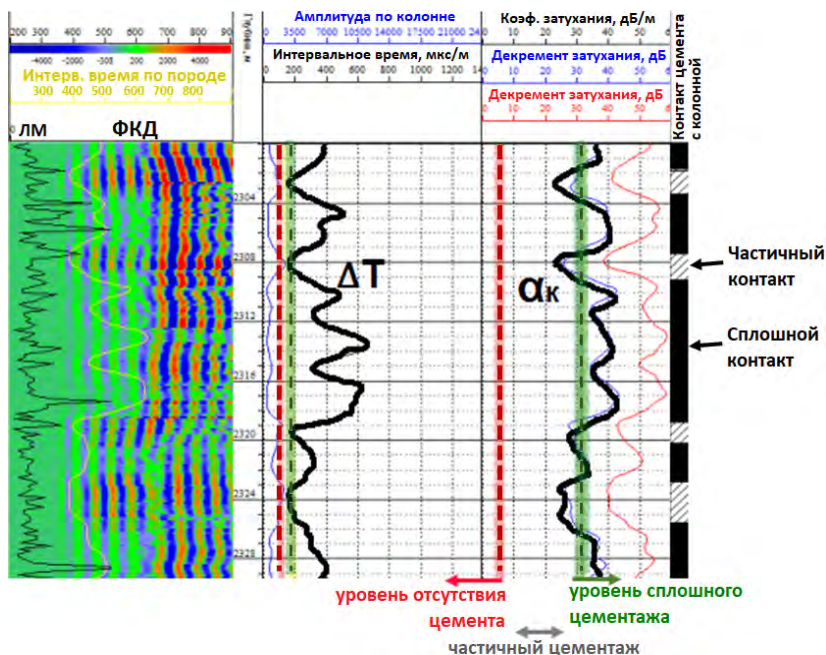
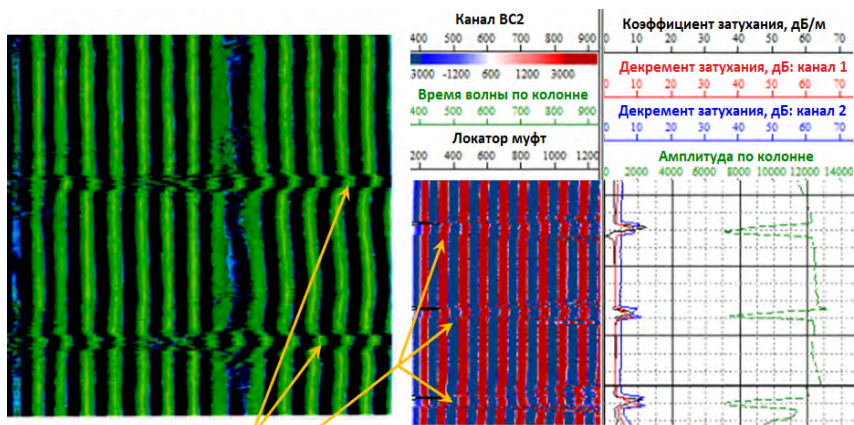


Рис. 1.2.5. Пример интерпретации данных АКЦ при частичном и жестком сцеплении цемента с колонной

Оценку качества сцепления цемента с колонной можно проводить по величине амплитуды волны A_k : малая амплитуда (менее 20% от максимального значения: $A_k < 0,2 \cdot A_{\text{макс}}$) свидетельствует о жестком сцеплении цементного камня с колонной, большая амплитуда ($A_k > 0,8 \cdot A_{\text{макс}}$) указывает на отсутствие сцепления, промежуточные значения — частичный характер сцепления. Аналогично производится оценка по индексу цементирования: $B_i = (\alpha_k - \alpha_0) / (\alpha_{\text{макс}} - \alpha_0)$, где α_0 — коэффициент затухания в свободной колонне (где отсутствует цемент); $\alpha_{\text{макс}}$ — предельное значение коэффициента затухания для данного типа цемента и диаметра колонны (при $B_i \geq 0,8$ — хорошее сцепление, при $B_i < 0,2$ — сцепление отсутствует).

При бездефектном цементном камне данные АКЦ достаточно хорошо коррелируются с данными акустического каротажа в необсаженной скважине или, при его отсутствии, с данными электрометрии и радиометрии, что также может являться косвенным признаком качественного цементата скважины.

Косвенным признаком низкого качества цементата является прослеживание характерных аномалий напротив муфтовых соединений (рис. 1.2.6, слева), наличие которых приводит к снижению скорости волны. При хорошем цементате волна затухает в цементном кольце, и муфтовые соединения не отмечаются.



Падение скорости в интервалах муфтовых соединений

Рис. 1.2.6. Аномалии напротив муфтовых соединений при плохом сцеплении цемента с колонной

2. Определение качества сцепления цемента с горными породами:

- если контакт цемента с колонной (первый контакт) отсутствует, то характер сцепления цемента с горными породами не определяется;

- при наличии контакта цемента с породами (и при сплошном первом контакте «цемент–колонна») на ФКД практически не регистрируются линии фазовой корреляции, муфтовые соединения не отбиваются, отмечается малая величина амплитуды по колонне A_k при относительно высокой амплитуде по породе A_n ; хорошая корреляция АКЦ с данными акустического каротажа необсаженной скважины: на ФКД четко выделяется преломленная волна по породе, поэтому регистрируемое время пробега обычно соответствует времени пробега по породе;

- если контакт цемента с породами отсутствует, на ФКД отмечаются все линии фазовой корреляции продольной акустической волны, а также характерный сдвиг на муфтовых соединениях; регистрируется максимальная амплитуда по колонне A_k , причем амплитуда по породе A_n симметрична A_k (или полностью ее повторяет); интервальное время соответствует времени волны по колонне ($\Delta T \approx T_k$) и не равно времени пробега по породе ($\Delta T \neq T_n$).

На рис. 1.2.7 (сверху) приведен пример определения характера сцепления цемента с горными породами, когда первый контакт (с колонной) во всех интервалах сплошной (коэффициент затухания $\alpha_k \approx 50$ дБ/м, первые линии фазовой корреляции на ФКД не регистрируются). Второй контакт (с горной породой) в одном интервале, отмеченном пунктирными линиями, — сплошной, в остальных интервалах — частичный. На ФКД интервал сплошного контакта с горной породой отмечается отчетливыми линиями и уверенным прослеживанием волны по породе.

На рис. 1.2.7 (снизу) в верхней части разреза контакт с колонной отсутствует (коэффициент затухания — минимальный, а амплитуда — максимальная, на ФКД регистрируются все линии фазовой корреляции), характер сцепления цемента с горной породой не оценивается. Ниже (в интервалах со сплошным контактом цемента с колонной) отмечается частичный контакт цемента с горной породой, переходящий в сплошной контакт.

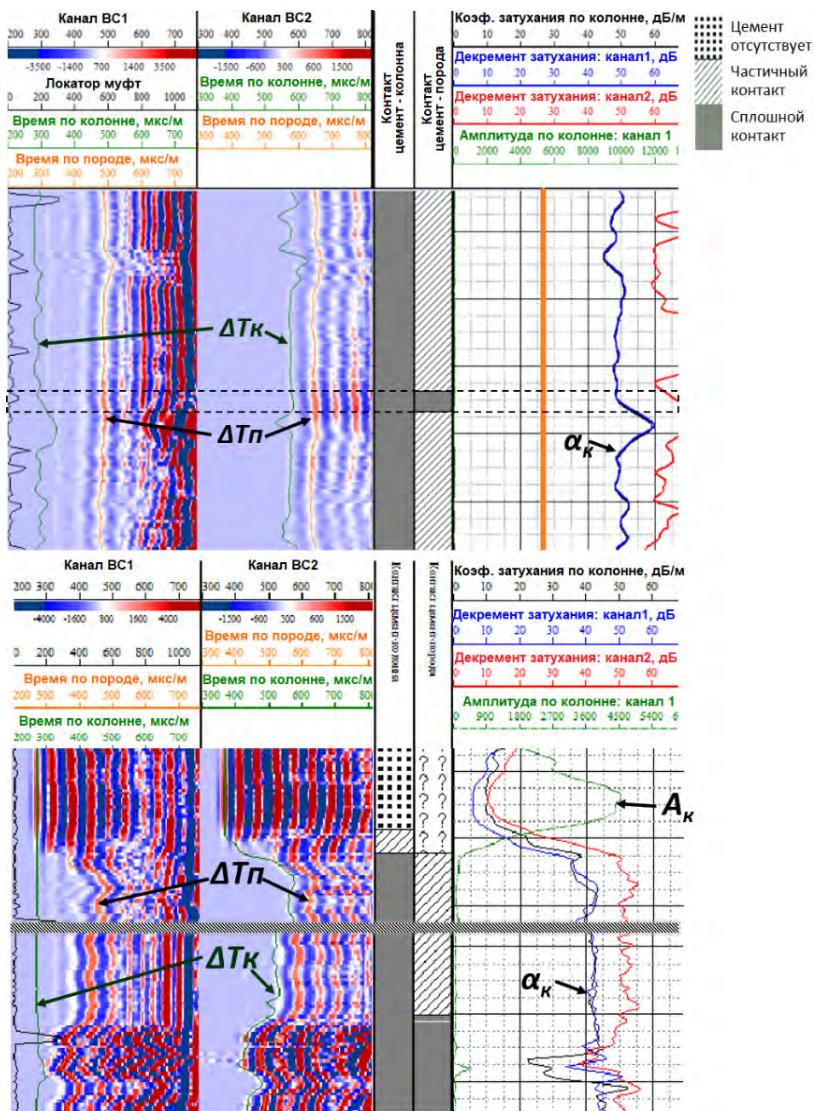


Рис. 1.2.7. Определение контакта цемента с горной породой по данным АКЦ

3. Определение высоты подъема цементной смеси:

Уровень подъема цементной смеси определяется как граница, ниже которой происходят резкое увеличение показаний интервального времени ΔT и коэффициента затухания α_k , снижение амплитуды A_k (рис. 1.2.8). Выше этой границы регистрируются показания, соответствующие значениям свободной колонны, т. е. минимальные значения ΔT и α_k и максимальная амплитуда A_k (параметры аналогичны значениям из табл. 1.2.1 при отсутствии контакта цемента с колонной).

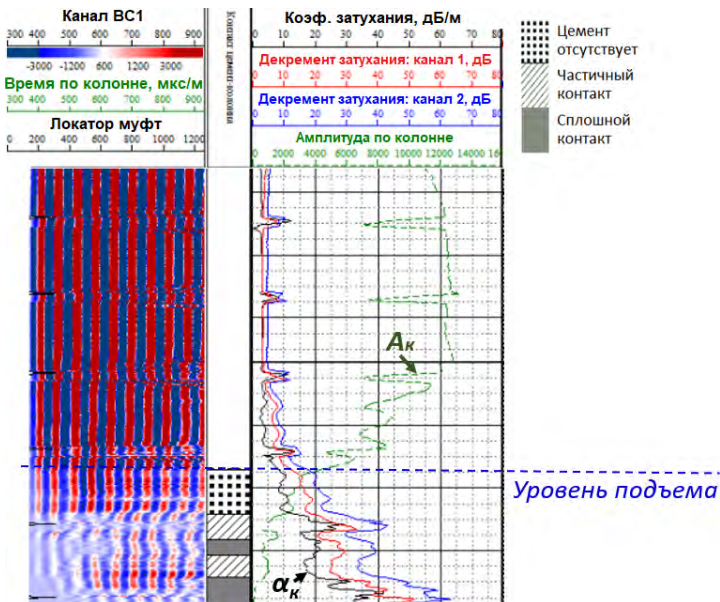


Рис. 1.2.8. Определение высоты подъема цементной смеси по данным АКЦ

В ситуациях, когда уровень подъема цементной смеси по интервальному времени ΔT и коэффициенту затухания α_k отличается, уровень принимается по началу увеличения коэффициента затухания α_k .

Помимо задач контроля качества цементажа при строительстве скважины метод АКЦ позволяет проследить изменение состояния цементного кольца в результате физико-механических воздействий в процессе эксплуатации скважины (перфорация, гидравлический разрыв пласта (ГРП), солянокислотные обработки (СКО) и другие методы увеличения нефтеотдачи). Для этого проводится фоновая запись до и после физико-механического воздействия. Кроме того, по временным замерам АКЦ можно изучать процесс формирования цементного камня, скорость его затвердевания в различных интервалах ствола скважины.

В высокоскоростном разрезе, где однозначно различить волны, распространяющиеся по породе и колонне, только по времени их вступления трудно, оценить качество цементирования обсадных колонн помогает частотная характеристика волн [2]. Частота продольных волн в породах всегда ниже частоты волны, движущейся по колонне (при частоте излучателя 25 кГц). Хорошее качество цементажа обсадных колонн в высокоскоростном разрезе отмечается на волновой картине неискаженным импульсом продольной волны частотой ниже 25 кГц и амплитудой, коррелирующей с ее величиной, полученной до обсадки скважины, а также наличием поперечной волны частотой ниже 20 кГц [3].

На показания АКЦ оказывает существенное влияние наличие газоздушных пузырьков, что приводит к снижению амплитуды упругих колебаний и искажает информацию о качестве цементажа. Поэтому напротив газонасыщенных интервалов заключение о качестве сцепления цемента не выдается [4].

Воздушные пузырьки часто отмечаются в интервалах с высоким поглощением бурового раствора (до 500 м, в интервалах направления и кондуктора). Поэтому в этих интервалах рекомендуется использовать аппаратуру с пониженной частотой (около 20 кГц).

Интерпретация данных АКЦ проводится в специализированных программных комплексах (например, «Соната»), где

необходимо указать тип прибора, способ определения контакта цемента с колонной (по затуханию α_k , ослаблению (декременту) d), установить фиксированное окно, при необходимости откалибровать прибор в «свободной» колонне. Расчет интерпретируемых параметров (амплитуды, декременты, затухание) и оценка характера сцепления производятся программным комплексом.

Метод АКЦ является основным методом контроля качества цементационных работ и проводится практически во всех скважинах.

1.3. СКВАЖИННОЕ АКУСТИЧЕСКОЕ ТЕЛЕВИДЕНИЕ (САТ)

Скважинное акустическое телевидение (САТ, АСТ) предназначено для получения изображения стенки скважины, измерения внутреннего диаметра и толщины колонны, оценки распределения цемента вокруг колонны по интенсивности отраженных высокочастотных упругих импульсов.

Из-за большого акустического сопротивления в скважинной жидкости и в металле ультразвуковая волна распространяется практически без поглощения или рассеивания (как и в случае с прибором АКЦ при отсутствии цемента за колонной). При использовании высокочастотных ультразвуковых сигналов упругая волна, достигнув внутренней стенки металлической колонны, по большей части отражается (первое отражение волны) и характеризует техническое состояние металлической колонны, что используется в режиме имиджера. Лишь незначительная часть волны проходит в металлическую трубу, а затем отражается от внешней стенки трубы (второе отражение волны на границе «внешняя стенка колонны — цемент») и характеризует состояние сцепления цементного камня с колонной (рис. 1.3.1).

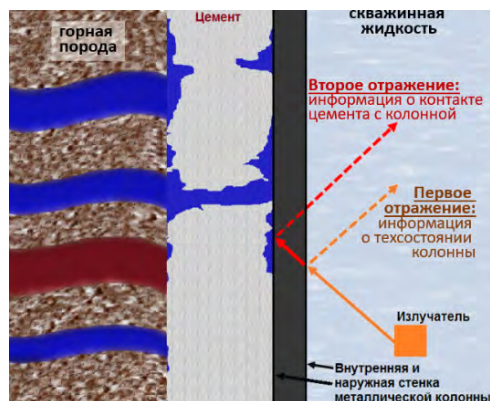


Рис. 1.3.1. Схема формирования отраженных акустических сигналов в аппаратуре САТ

Амплитуда отраженной волны от внутренней стенки металлической колонны (первое отражение) на порядок отличается от амплитуды отраженной волны от внешней стенки колонны (второе отражение, характеризующее качество цементаци).

Одним из вариантов реализации этого метода является прибор АСТ-К-80, в котором запись сигнала может проводиться в двух режимах: цементомер и имиджер (для оценки технического состояния металлической колонны). В режиме цементмера используется преобразователь с пониженной резонансной частотой 400 кГц (в режиме имиджера при оценке технического состояния металлической колонны — 1000 кГц). Преобразователи непрерывно вращаются вокруг оси прибора. За один оборот записывается 30 точек (циклов «излучение–прием») по окружности с шагом в 12 градусов. Таким образом, возможна оценка качества цементации по каждому сектору окружности скважины.

При плохом сцеплении цемента с колонной (или его отсутствии) упругие волны распространяются по металлической колонне и практически не теряют энергии, в результате чего амплитуда волны снижается незначительно (см. рис. 1.3.2, слева).

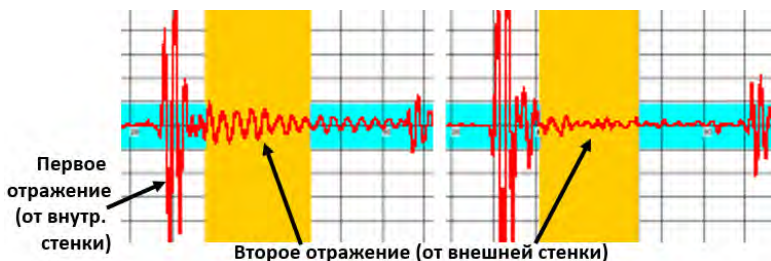


Рис. 1.3.2. Волновая картина в случае отсутствия цементного камня (слева) и при жестком контакте (справа)

В случае хорошего (или частичного) сцепления цемента с колонной упругая волна, распространяясь по системе «колонна–цементное кольцо», теряет значительную часть своей энергии, следовательно, будут отмечаться значительное затухание отраженной волны и сравнительно небольшая амплитуда колебаний. Измерения на моделях [5] показывают, что сигнал ревербации уменьшается в четыре раза за счет наличия цементного кольца.

Определение качества сцепления цемента с колонной:

- если контакт цемента с колонной отсутствует, то амплитуда сигнала высокая, ее снижение относительно первой отраженной волны незначительное;
- если характер сцепления цемента с колонной сплошной (бездефектное цементное кольцо), то амплитуда сигнала небольшая, отмечается сильное затухание амплитуды относительно первой отраженной волны;
- если характер сцепления цемента с колонной частичный, то отмечаются промежуточные значения: амплитуда сигнала повышенная (но ниже значений в «свободной колонне»), отмечается относительно слабое затухание амплитуды относительно первой отраженной волны.

Скважинное акустическое телевидение может использоваться для изучения изменения состояния цементного камня после физико-механических воздействий (перфорации, ГРП,

СКО и др.). На рис. 1.3.3 приведен пример диаграмм метода САТ до и после проведения ГРП.

Существует методика интерпретации данных САТ на основе анализа пакета колебаний достаточно большой длительности и изучения процесса ревербации (постепенного уменьшения интенсивности упругих колебаний при многократных отражениях), реализованная в аппаратуре *АРКЦ-Т-1 КЦ*.

Интерпретация данных метода САТ в различных его модификациях во многом аналогична АКЦ: высокая амплитуда сигнала и ее слабое затухание — при отсутствии сцепления цемента с колонной; низкая быстро затухающая амплитуда — при сплошном контакте цемента.

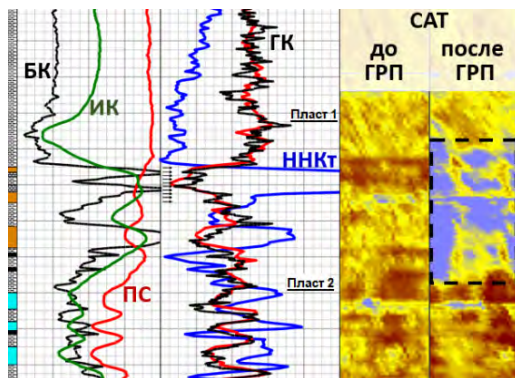


Рис. 1.3.3. Пример диаграмм метода САТ до и после ГРП (прибор АСТ-76), пунктирной линией отмечен интервал разрушения цементного камня после ГРП

Метод применяется в скважинах, заполненных жидкостью с плотностью не более $1,2 \text{ г/см}^3$. Метод САТ является дополнением к стандартной АКЦ и позволяет уточнить качество сцепления, размер и тип дефектов (наличие вертикальных каналов, каверн в цементном камне) только на контакте «цемент-колонна». Определение качества контакта цемента с горной породой невозможно. Метод не является обязательным при

контроле качества цементатжа и применяется в наиболее сложных геолого-промысловых ситуациях.

Главным преимуществом метода САТ является отсутствие влияния горных пород на интерпретируемый сигнал, что дает возможность оценки качества цементатжа как в низкоскоростном, так и в высокоскоростном разрезе (рис. 1.3.4).

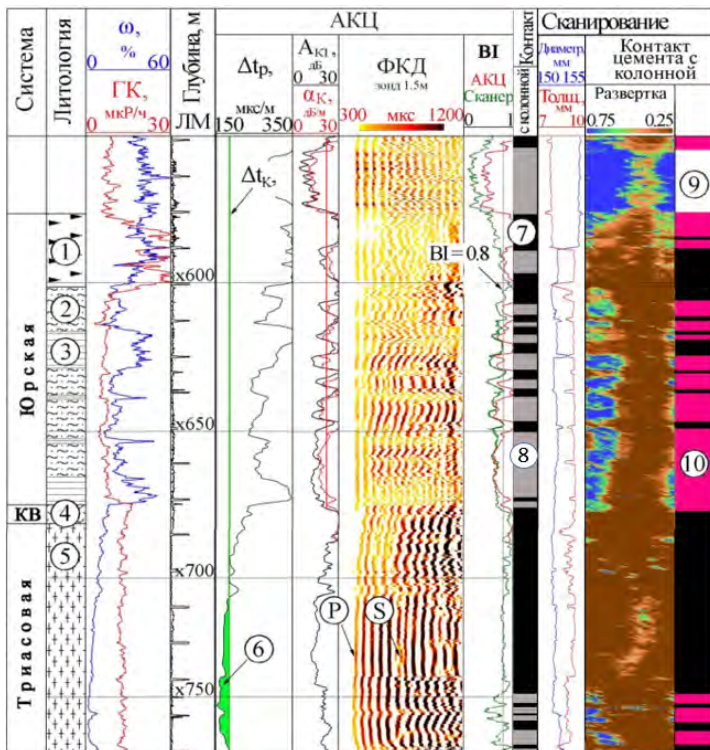


Рис. 1.3.4. Сравнение данных АКЦ и АСТ в пластах различных литотипов: 1 — битуминозные породы; 2 — алевролиты; 3 — аргиллиты; 4 — кора выветривания; 5 — эффузивные породы; 6 — высокоскоростные породы; 7 — хорошее сцепление; 8 — частичное сцепление; 9 — сцепление отсутствует; 10 — каналы в цементе (слева) и при жестком контакте (справа)

1.4. ГАММА-ГАММА ЦЕМЕНТОМЕТРИЯ (ГГК-Ц)

Метод гамма-гамма цементометрии основан на создании источником искусственного гамма-излучения и регистрации той доли гамма-излучения, которая дошла до детектора. Гамма-излучение, создаваемое источником, взаимодействует со скважинной жидкостью, металлической колонной, заколонным пространством и горной породой. В результате взаимодействия гамма-квантов с веществом они частично теряют свою энергию (происходит упругое рассеяние, или Комптон-эффект), частично полностью поглощаются (вследствие фотоэффекта).

При использовании источников с энергией испускаемых гамма-квантов более 0,5 МэВ влияние фотоэффекта в начальный момент будет минимальным, а при установке энергетического порога дискриминации, обрезающего мягкую компоненту, влиянием фотоэффекта можно пренебречь. Регистрируемый сигнал будет характеризовать взаимодействие гамма-квантов со средой вследствие Комптон-эффекта, что, в свою очередь, связано с объемной плотностью среды. В качестве источника гамма-излучения обычно используется Cs^{137} с энергией 0,66 МэВ, мягкая компонента поглощается экранами из свинца и кадмия.

При отсутствии цемента или наличии пустот в цементном камне происходит заполнение заколонного пространства жидкостью, которая характеризуется значительно меньшей плотностью по сравнению с цементным камнем. В результате будет регистрироваться увеличение интенсивности счета на кривой ГГК-Ц по сравнению с интервалами со сплошным сцеплением цемента с колонной. Связь регистрируемой интенсивности счета ГГК-Ц с плотностью обратно пропорциональная (зонд заинверсионный).

Метод ГГК-Ц позволяет решать следующие задачи:

- определять высоту подъема цементного раствора в скважине;

- определять интервалы с наличием цемента и характер распределения цемента, выявлять каналы в цементном камне;
- фиксировать переход от цементного камня к раствору (гельцемент);
- определять эксцентриситет колонны, положение муфт, центрирующих фонарей и специальных пакеров;
- определять интервалы дефектов металлических труб.

Современная аппаратура состоит из двух зондов. Малый зонд содержит один сцинтилляционный детектор, предназначен для изучения технического состояния металлической колонны, определения толщины стенки металлической колонны (зонд толщиномера). Большой зонд может состоять из трех, шести или восьми сцинтилляционных детекторов (зонд дефектомера). Вертикальная разрешающая способность метода — 40 см, горизонтальная — 15 см.

Наибольшее распространение получил комплексный прибор *СГДТ* (скважинный гамма-дефектомер-толщиномер), применяемый в интервале эксплуатационных колонн. Одним из вариантов исполнения является модуль *СГДТ-НВ* (рис. 1.4.1), предназначенный для измерения плотности вещества за обсадной колонной по шести радиальным направлениям, толщины стенки труб обсадной колонны с привязкой результатов измерений к апсидальной плоскости, а также для регистрации естественного гамма-излучения горных пород и угла пространственной ориентации. Как и все приборы цементометрии, прибор оснащен центраторами.

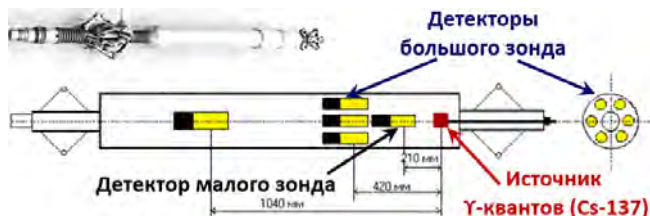


Рис. 1.4.1. Схема модуля *СГДТ-НВ*

В другой модификации *СГДТ-100М* измерение плотности за обсадной колонной производится с помощью восьми детекторов, что обеспечивает секторальную оценку плотности с шагом в 45 градусов. Сканирующие модификации (*СГДТ-СК*) состоят из одного детектора-дефектомера, который вращается и позволяет оценивать плотность цемента по 6–32 секторам окружности скважины.

Применение нескольких детекторов позволяет выявлять даже незначительные узконаправленные трещины в цементе, сигнал от которых не оказывает существенного влияния на интегральную (среднюю по объему) плотность цемента.

В интервале кондуктора применяются цементомеры большего диаметра: *ЦМ8-10* (219–273 мм), *ЦМ8-12* (219–324 мм), *ЦМ8-16* (219–426 мм); для меньших диаметров колонн — *ЦМЗ-4* (89–114 мм).

По кривой, записанной малым зондом (толщиномером), и по градуировочным графикам определяется толщина колонны, которая обратно пропорциональна регистрируемому сигналу (скорости счета): чем выше сигнал, тем меньше толщина колонны. В связи с малым расстоянием между источником и детектором и небольшой энергией гамма-квантов основное влияние на результат измерений оказывает толщина стенки обсадной колонны, изменение которой на 1 мм приводит к изменению сигнала примерно на 25%. Диапазон измерения толщины стенок колонны: 5–12 мм при допустимой погрешности измерений $\pm 0,5$ мм [6].

По толщинограмме также определяют положение муфтовых соединений труб, центрирующих фонарей и пакеров, возможно выявление интервалов с механическим повреждением труб, в том числе вследствие коррозии. В зависимости от модификации прибора возможна регистрация одной или нескольких толщинограмм (радиальная оценка по секторам окружности).

Оценка характера распределения цемента определяется по кривым дефектомера (большой зонд) и основано на сравнении селективной (по каждому сектору) и интегральной (средней) плотности. При значительном расхождении этих параметров можно говорить о неоднородной плотности цемента. Диапазон измерения плотности цемента аппаратурой типа СГДТ составляет 1,0–2,0 г/см³ при погрешности измерений $\pm 0,15$ г/см³ [6].

Пример определения характера распределения цемента по данным СГДТ приведен на рис. 1.4.2. В верхней части разреза отмечается расхождение кривых скоростей счета, зарегистрированных по шести каналам детекторов (первый трек), вследствие этого отмечается расхождение рассчитанной плотности цемента (второй трек) от 1,1 до 1,6 г/см³, что связано с развитием канала в цементном кольце. В нижней части разреза расхождение в плотности цемента минимальное ($\pm 0,15$ г/см³, т. е. на уровне погрешности), цемент однородный. Толщина металлической колонны (четвертый трек) постоянная и составляет 7 мм. В интервалах муфтовых соединений труб через одинаковое расстояние отмечается увеличение толщины колонны до максимальных значений.

Пример чередования интервалов с отсутствующим цементом в заколонном пространстве и однородным цементом приведен на рис. 1.4.3. В верхней части разреза регистрируется плотность менее 1,4 г/см³, что характерно для практически полного отсутствия цемента в заколонном пространстве. В нижней части разреза плотность достаточно однородная и в среднем соответствует номинальной плотности закачиваемого гельцемента (1,65 г/см³).

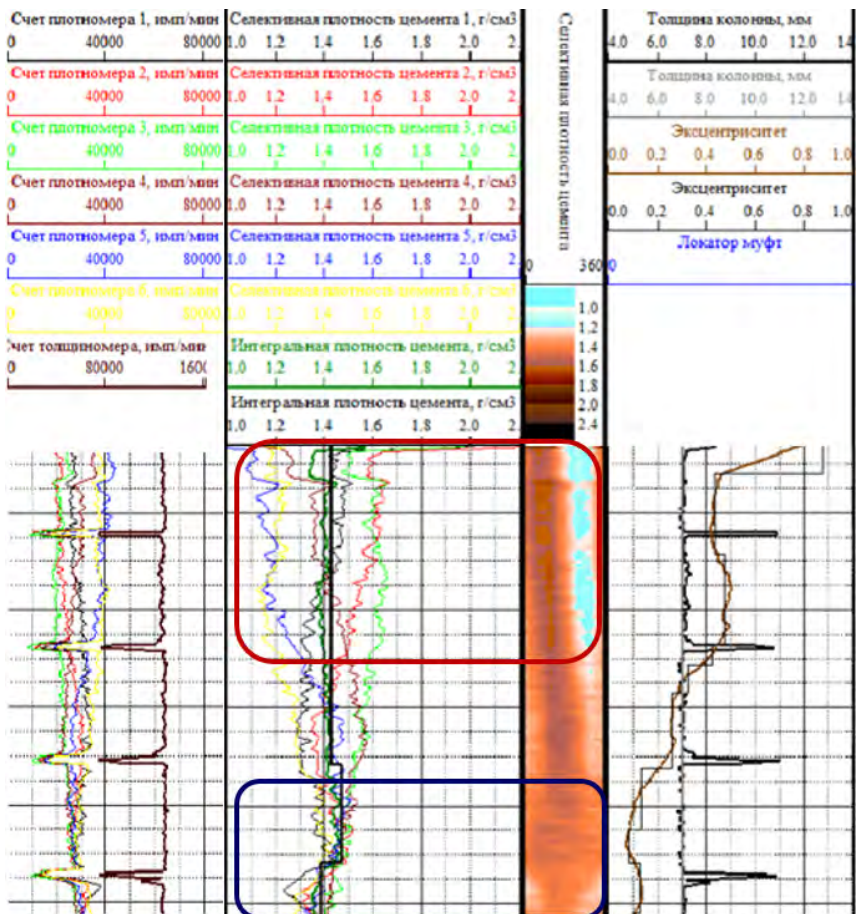


Рис. 1.4.2. Определение характера распределения цемента по данным СГДТ: в верхней части разреза — канал в цементном кольце; в нижней части — однородный цемент

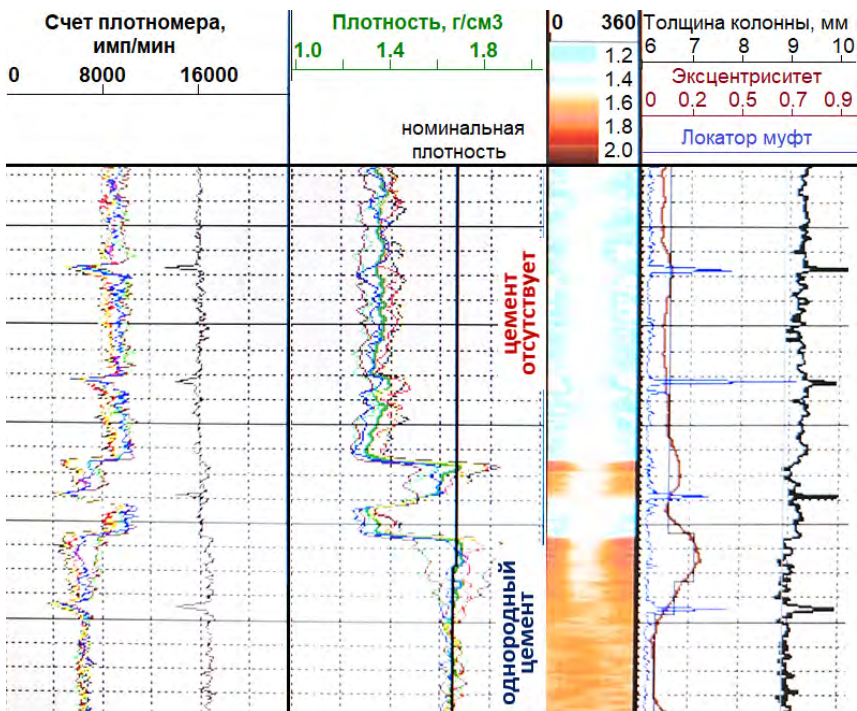


Рис. 1.4.3. Чередование интервалов с отсутствующим и однородным цементом в заколонном пространстве

Уровень подъема цементной смеси (рис. 1.4.4, слева) отмечается резким увеличением интенсивности гамма-излучения (кривые *RSW1-б* первого трека) и снижением рассчитанной плотности по всем секторам. Фактически это уровень, выше которого цемент отсутствует и регистрируется плотность промывочной жидкости (1,0–1,2 г/см³). Средний диаметр металлической колонны по толщинограмме составляет 7 мм, через одинаковое расстояние отмечаются участки с увеличенными показаниями (муфты). Справа приведена цементограмма в эксплуатационной колонне на участке с относительно постоянной плотностью портландцемента около 2,0 г/см³. Центри-

рующие фонари отмечаются на толщинограмме двойным скачком показаний; голова и башмак пакера — продолжительным увеличением показаний на толщинограмме до значительных величин.

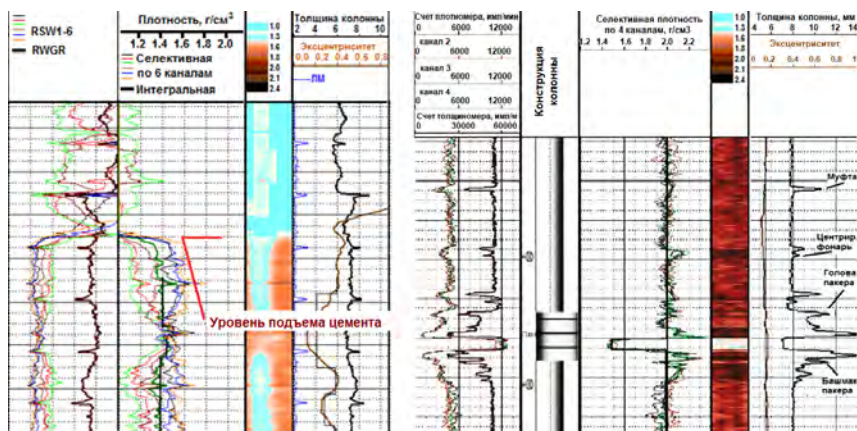


Рис. 1.4.4. Определение уровня подъема цементной смеси (слева) и элементов конструкции скважины (справа)

Определение эксцентриситета ε (отклонения центра колонны от центра скважины) основано на секторальной оценке плотности по каждому исследуемому интервалу.

Когда колонна прилегает к горной породе (см. рис. 1.4.5, справа), на нескольких секторах будут регистрироваться показания горных пород, плотность и поглощающие свойства которых, как правило, выше, чем в цементе, а значит, поток гамма-квантов, дошедших от источника до детектора, будет минимальным. На противоположных секторах будут отмечаться параметры промывочной жидкости, для которой характерны минимальное поглощение испускаемых гамма-квантов (в связи с низкой по сравнению с цементом плотностью) и максимальный поток регистрируемых гамма-квантов.

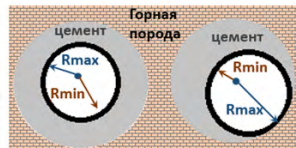
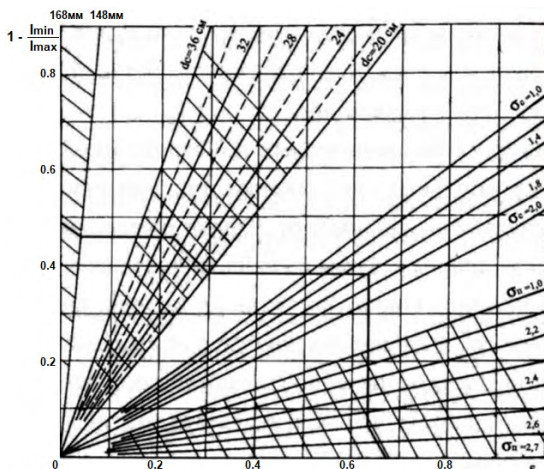


Рис. 1.4.5. Центрированное и эксцентричное положение колонны (колонна лежит на породе) (справа); номограмма, используемая при расчете эксцентриситета (слева) [7]

В каждом исследуемом интервале определяется отношение показаний зонда-дефектомера с максимальными показаниями к показаниям зонда с минимальными показаниями — $I_{\gamma}^{max} / I_{\gamma}^{min}$. Затем по специальной номограмме (рис. 1.4.5, слева) исходя из величины отклонения зарегистрированного сигнала ($I_{\gamma}^{max} / I_{\gamma}^{min}$), диаметров колонны и скважины, а также плотности вещества в заколонном пространстве и горных пород, рассчитывается кривая эксцентриситета колонны.

При прочих равных наиболее надежное качество цементирования достигается при эксцентриситете $\varepsilon < 0,3$: колонна считается центрированной относительно оси скважины, цемент равномерно распределен по периметру заколонного пространства. При значениях эксцентриситета $\varepsilon = 0,3-0,7$ колонна эксцентрична. При $\varepsilon > 0,7$ колонна прилегает (фактически лежит на стенке скважины): с одной стороны колонны

наблюдается избыток цемента, с другой стороны — существенный его недостаток или полное отсутствие (в таких интервалах горная порода и колонна не закреплены цементом, как следствие, могут возникать заколонные циркуляции пластового флюида).

Для надежной интерпретации данных радиоактивной цементометрии необходима существенная дифференциация по плотности промывочной жидкости и цементного раствора: как минимум в два раза выше погрешности оценки плотности, т. е. более $0,3 \text{ г/см}^3$ (как правило, плотность промывочной жидкости не более $1,2 \text{ г/см}^3$, цемента — $1,6\text{--}1,9 \text{ г/см}^3$). При использовании «легких» цементных смесей и утяжеленной скважинной жидкости интерпретация данных гамма-гамма цементометрии будет неоднозначной.

Для применения радиоактивной цементометрии максимальный угол наклона скважины ограничен 50 градусами.

Радиоактивная цементометрия — это объемный метод, который не способен выявить незначительные трещины в цементе на фоне плотно зацементированных интервалов (происходит осреднение параметров), хотя дифференцированная оценка плотности по нескольким секторам во многом минимизирует этот недостаток: чем больше используется секторов (зондов-дефектомеров), тем выше чувствительность метода (особенно перспективны сканирующие модификации с вращающимся по периметру детектором).

Весьма информативно проводить совместную запись радиоактивной и акустической цементометрии: методы, использующие принципиально разные физические основы, имеющие разные преимущества и ограничения, взаимно дополняют друг друга. Современные аппаратурно-методические комплексы позволяют проводить запись АКЦ и СГДТ за одну спускоподъемную операцию.

1.5. МНОГОЗОНДОВЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРТАЖ (МНК-Ц)

Физические основы метода не отличаются от нейтрон-нейтронного каротажа (ННКт), применяемого в открытом (необсаженном) стволе скважины. Модуль *МНК-Ц* состоит из источника, излучающего поток быстрых нейтронов энергией 14 МэВ, которые, взаимодействуя с исследуемой средой, замедляются, теряют энергию и поглощаются. Детекторами прибора регистрируется поток нейтронов, ослабившихся до уровня тепловых (т. е. до энергии порядка 0,025 эВ).

Регистрируемый сигнал функционально связан с водородосодержанием среды, минерализацией пластовой воды и скважинной жидкости, литологией разреза и конструктивными особенностями скважины. Поглощающие свойства среды в первую очередь определяются содержанием в ней водорода и ряда элементов с аномальным сечением захвата нейтронов (например, хлора, содержание которого во многом определяет минерализацию воды). Увеличение водородосодержания и минерализации среды приводит к замедлению (снижению энергии) и поглощению нейтронов, в результате чего регистрируемый сигнал уменьшается.

Модуль *МНК-Ц* включает в себя три зонда: малый (15 см), средний (25 см) и большой (40 см), которые позволяют регистрировать интенсивность (скорость счета) нейтронов на разном расстоянии от источника. Кривая, зарегистрированная малым зондом (15 см), является вспомогательной для визуальной оценки степени однородности жидкости в колонне. Обработка осуществляется по двум кривым, зарегистрированным зондами 25 см и 40 см. В другой модификации (прибор *МНЦ*) используются четыре гелиевых счетчика с длиной 55, 40, 25 и 15 см, что позволяет проводить оценку качества цементаж для скважин, оборудованных двумя металлическими колоннами, при любых параметрах тампонажных растворов (облегченные, утяжеленные, азрированные).

Интерпретация данных *МНК-Ц* сводится к определению относительного объемного влагосодержания среды W . В качестве входных параметров при расчетах цены условной единицы задается значение пористости и водородосодержания в опорном пласте.

При отсутствии цемента (заколонное пространство заполнено водой) водородосодержание $W \approx 1,0$, в чистом цементе (портландцемент) номинальное водородосодержание составляет $W \approx 0,5$, при переходном состоянии $W \approx 0,75$.

Преимуществом *МНК-Ц* является возможность оценки качества цементаж для скважин, оборудованных двумя металлическими колоннами. Кроме того, нет ограничений по параметрам тампонажных растворов: метод применим при любой плотности цемента. Метод *МНК-Ц* может использоваться для экспресс-оценки заполнения цементом заколонного пространства без глушения скважины и подъема насосно-компрессорных труб (НКТ) [8].

Метод является дополнительным и применяется при низкой эффективности основного комплекса контроля цементаж скважин (*АКЦ + ГГК-Ц*). Модуль может использоваться в сборке с приборами акустической и радиоактивной цементометрии в составе аппаратурно-методического комплекса *АМК-2000*.

1.6. КОНТРОЛЬ ЦЕМЕНТАЖА МЕТОДОМ ТЕРМОМЕТРИИ

Применение метода термометрии при контроле качества цементаж основано на том, что процесс затвердевания цемента сопровождается выделением тепла. Хорошо зацементированный интервал отмечается повышенными значениями температуры и расчлененностью кривой (см. рис. 1.6.1).

Метод позволяет определить высоту подъема цементной смеси и на качественном уровне — наличие цемента в заколонном (или затрубном) пространстве.



Рис. 1.6.1. Определение высоты подъема цементной смеси и зацементированных интервалов по термометрии

Температурные аномалии можно зафиксировать в интервале от 6 часов до суток после заливки цемента (наибольшее количество тепла выделяется в течение 5–10 часов после твердения цемента).

Высота подъема цементного кольца определяется по резкому сдвигу на кривой термометрии: границей считается середина этого изгиба (рис. 1.6.1).

Неравномерность затвердевания цемента приводит к возникновению разных по величине термоаномалий напротив одинаково зацементированных интервалов. Помимо этого, на термограмму будут оказывать влияние локальное увеличение диаметра скважины напротив каверн, связанное с повышенным объемом цемента в этих интервалах, а также изменчивость теплофизических свойств горных пород.

Наличие цемента по термометрии определяется лишь на качественном уровне без оценки характера его распределения, что является главным недостатком метода.

1.7. МЕТОДЫ РАДИОАКТИВНЫХ ИЗОТОПОВ

Метод основан на добавлении в цементную смесь радиоактивных изотопов и регистрации гамма-излучения до и после задавливания цементной смеси с радиоактивными изотопами (рис. 1.7.1). Участки, окруженные активированным цементом, отмечаются повышенными показаниями на кривой гамма-каротажа (ГК).

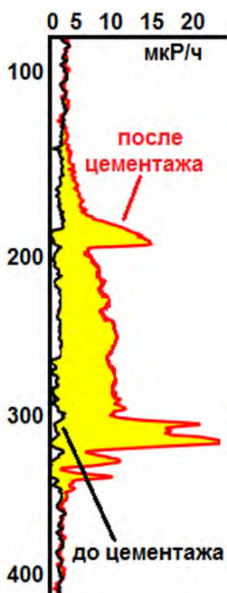


Рис. 1.7.1. Определение интервалов поступления активированного цемента по кривой ГК

Работы с использованием открытых радиоактивных изотопов относятся к числу весьма опасных и требуют исключительно тщательного соблюдения установленных мер техники безопасности, что значительно ограничивает применение метода. В настоящее время метод практически не применяется.

2. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАБОТАЮЩИХ ИНТЕРВАЛОВ

2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

После цементации эксплуатационной скважины проводится перфорация запроектированного интервала. В зависимости от принятой системы разработки возможна перфорация одного или сразу нескольких пластов (для многопластовых залежей), полная перфорация всей продуктивной толщины или только отдельной ее части (кровли, середины или подошвы).

В идеальных условиях вся перфорированная эффективная толщина работает полностью: в добывающих скважинах из перфорированных интервалов-коллекторов должен поступать приток, соответствующий текущему характеру насыщения, а в нагнетательных скважинах во все перфорированные коллектора должна поступать закачиваемая вода. При прочих равных дебит из каждого пропластка пропорционален коэффициенту проницаемости и его толщине.

В процессе бурения и освоения прискважинная область загрязняется, вследствие чего связь между дебитом пропластка и его фильтрационно-емкостными свойствами нарушается, часть перфорированных коллекторов может не работать. И наоборот, при нарушениях герметичности цементного камня, а также при наличии в горных породах естественных или искусственных вертикальных трещин к работе могут подключаться неперфорированные коллектора, находящиеся значительно выше или ниже интервала перфорации (возникают перетоки пластового флюида).

Кроме того, в процессе разработки на отдельных участках залежи могут формироваться области с повышенным или

пониженным пластовым давлением, что будет влиять на дебиты добывающих и приемистость нагнетательных скважин. Пропластки линзовидного строения в добывающей скважине могут не иметь гидродинамической связи с нагнетательными скважинами, как результат в таких интервалах происходит падение пластового давления и со временем эти интервалы перестают работать даже при высокой проницаемости.

Эффективная перфорированная толщина ($H_{эфф}^{перф}$) — суммарная эффективная толщина коллекторов, вскрытых перфорацией.

Эффективная работающая толщина ($H_{эфф}^{раб}$) — суммарная эффективная толщина, участвующая в работе: в формировании притока (для добывающих скважин), поглощении или приемистости (для нагнетательных скважин).

Фактическая работающая толщина зависит от коэффициента проницаемости и эффективной толщины, особенностей системы разработки, соотношения пластового и забойного давлений, вязкости и относительных фазовых проницаемостей пластовых флюидов, степени совершенства вскрытия скважины (скин-фактора) и ряда других факторов.

Фактическая работающая толщина не всегда соответствует перфорированной и может быть как меньше, так и значительно больше ее. При идеальной разработке $H_{эфф}^{перф} = H_{эфф}^{раб}$. Нарушение этого равенства приводит к уменьшению продуктивности скважин и снижает нефтеотдачу пласта.

В реальных геолого-промысловых условиях идеальная картина выработки практически не встречается. На рис. 2.1.1 (справа) приведен пример неравномерного вытеснения. В нагнетательной скважине верхний интервал перфорации слабо поглощал закачиваемую воду (например, из-за низкой проницаемости, плохого вскрытия или освоения пласта), что привело к снижению пластового давления, в результате в соседней добывающей скважине из этого прослоя перестал поступать приток нефти. В нижнем нефтенасыщенном интервале, наоборот, отмечалось более интенсивное поступление закачиваемой во-

ды, что привело к опережающему обводнению в добывающей скважине, вблизи которой образуется так называемая депрессионная воронка: вода как более подвижный и менее вязкий флюид в прискважинной зоне отсекает нефть от каналов фильтрации. Таким образом, несмотря на наличие нефти в пласте, добывающая скважина может работать практически одной водой.

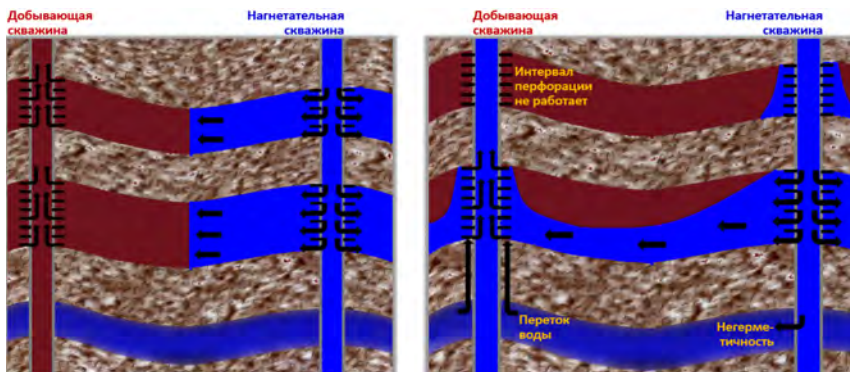


Рис. 2.1.1. Пример идеальной выработки запасов (слева) и неравномерного вытеснения (справа)

Работа также может отмечаться из неперфорированных интервалов (рис. 2.1.1, справа, нижний водонасыщенный пласт). В нагнетательной скважине вследствие негерметичности металлической колонны закачиваемая вода поступает в неперфорированную водонасыщенную часть, что приводит к увеличению пластового давления за контуром нефтеносности. При негерметичном цементном пространстве в добывающей скважине возможен переток пластовой воды к интервалу перфорации, что будет значительно увеличивать обводненность скважины и снижать дебит нефти.

Промыслово-геофизические методы позволяют не только определять фактические интервалы, из которых поступает приток (в добывающих скважинах) или куда уходит закачи-

ваемая вода (в нагнетательных скважинах) на качественном уровне, но и количественно оценивать объемный расход.

Качественные методы дают возможность разделить все коллектора на работающие и неработающие без количественной оценки дебита (или приемистости) из каждого пропластка. Количественные методы оценки работающих интервалов, несмотря на видимое преимущество, имеют целый ряд технических и технологических ограничений. Как следствие, для надежной оценки работающих интервалов применяют качественные и количественные методы ПГИС.

Основные методы, позволяющие оценивать работающую толщину: механическая и термокондуктивная расходометрия, термометрия, акустическая шумометрия.

Информативность интерпретации повышается с привлечением методов, позволяющих оценивать изменение состава флюида в стволе скважины, которые будут рассмотрены в главе 3. Метод термометрии, с помощью которого можно определять не только работающую толщину, но и состав флюида, будет рассмотрен в главе 5.

К расходометрии относятся промыслово-геофизические методы, позволяющие определять фактический расход флюида в стволе скважины: скорость движения жидкости или газа, поступающих из пласта либо закачиваемых в пласт. Расходомерию в добывающих скважинах часто называют дебитометрией.

Основные виды расходометрии: механическая (гидродинамическая, тахометрическая) и термокондуктивная (термоанемометр).

2.2. МЕХАНИЧЕСКАЯ РАСХОДОМЕТРИЯ

Механическая расходометрия — метод количественной оценки скорости движения флюида, поступающего из пласта (или в пласт, в случае с нагнетательными скважинами).

Наиболее часто используемое сокращение — РГД (расходомер глубинный дистанционный).

Основным элементом механических расходомеров является многолопастная турбинка или вертушка (рис. 2.2.1, справа). Поступающий из пласта поток флюида вызывает вращение турбинки, обороты которой есть функция скорости потока: чем интенсивнее поток, тем выше частота вращения турбинки.

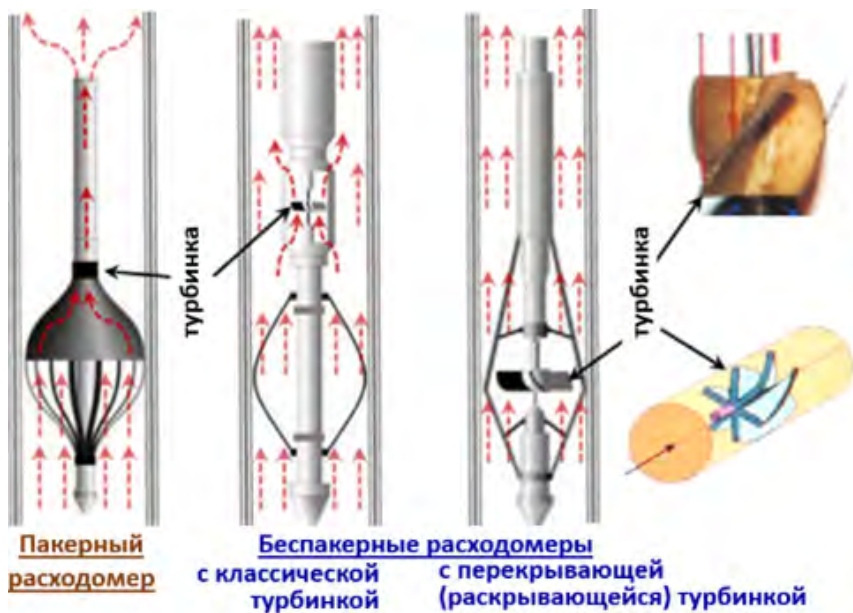


Рис. 2.2.1. Устройство и принцип работы различных типов механических расходомеров

Различают два типа механических расходомеров: пакерные и беспакерные. Беспакерные расходомеры, в свою очередь, делятся на модификации с классической и с перекрывающей (или раскрывающейся) турбинкой.

Пакерные расходомеры (рис. 2.2.1, слева) применяются для замера потока жидкости в скважинах с пониженным дебитом и характеризуются большей точностью измерений за счет использования пакерного устройства (зонтика). Пакер предназначен для перекрытия пространства между расходомером и стенками колонны и направления всего потока к вертушке прибора. У всех механических расходомеров есть нижний порог срабатывания: поток ниже этого уровня не способен привести турбинку в движение и не регистрируется. За счет сужения диаметра в пакерном устройстве скорость потока увеличивается, что позволяет регистрировать даже незначительные потоки флюида. Замеры пакерным расходомером проводятся только в поточечном режиме: спускают прибор со сложным пакером на нужную глубину, раскрывают пакер и проводят замер; затем вновь складывают пакер, спускают или поднимают прибор на другую глубину и повторяют процедуру. Исследования проводят с шагом в 0,2–0,4 м, на участках малого изменения дебита (менее 20%) — с шагом в 1–2 м. Такая технология исследований отличается высокой точностью измерений, но значительно увеличивает продолжительность исследований, а следовательно, и простоя скважины, что является самым главным недостатком метода.

Пакерные расходомеры отличаются способом пакеровки. Расходомеры с пакерами зонтичного типа (устаревшая модель) лишь частично перекрывают пространство между стенкой скважины и прибором. Их преимущество — простота устройства. Раскрываются с помощью специального микродвигателя.

Пакерные расходомеры с абсолютной пакеровкой (более современная модификация) обеспечивают проход всего потока через измерительный канал. Такие пакеры эластичные, их делают из маслостойкой резины или эластичной ткани. Для раскрытия пакера внутрь него насосом закачивается буровой раствор, пакер надувается, приобретает овальную форму, прижимаясь к колонне. Есть модификации с электромеханическим приводом.

Главное достоинство пакерных расходомеров — высокая точность и низкий порог срабатывания; недостаток — длительность исследований, что связано с поточечным режимом измерений.

При построении интегральной кривой точки соединяются прямыми линиями от подошвы к кровле интервала притока, причем только те точки, которые имеют положительное или равное нулю приращение. Точки, характеризующиеся убыванием дебита, из интерпретации необходимо исключить, так как им соответствуют дефекты колонны или работы прибора. Из нескольких измерений на одной точке за истинные принимаются максимальные (предполагается, что им соответствует лучшая пакеровка прибора).

Беспакерные расходомеры с классической турбинкой (см. рис. 2.2.1) применяются в газовых пластах и высокодебитных добывающих скважинах. Их главный недостаток — небольшой размер турбинки, что необходимо для прохождения прибора через трубы малого диаметра (например, НКТ). В интервале эксплуатационной колонны значительная часть потока проходит мимо лопастей турбинки, вследствие чего беспакерные расходомеры с классической турбинкой неинформативны в низкодебитных скважинах. Возможны конструкции с несколькими турбинками (до шести), которые расположены на рессорах центратора, что позволяет проводить секторальную оценку расхода флюида (данная технология чаще всего используется в горизонтальных скважинах).

Более современная модификация беспакерных расходомеров — с перекрывающей (или раскрывающейся) турбинкой. В таких расходомерах используется либо складывающаяся турбинка (раскрывается в интервале исследования), либо турбинка, изготовленная из специального гибкого материала. Благодаря использованию турбинки большого диаметра у таких расходомеров низкий порог срабатывания, немногим выше порога срабатывания пакерных расходомеров.

При построении интегральной кривой в интервале без притока (поглощения) флюида значения кривой РГД усредняются. В интервале притока — аппроксимируются кусочно-линейной функцией. В итоге получается монотонная неубывающая кривая, имеющая постоянное значение в интервалах без притока; интервалы притока отмечаются характерным увеличением показаний. Интерпретация проводится в интервалах с одинаковым диаметром колонны.

Запись беспакерных расходомеров может осуществляться как в точечном, так и (в абсолютном большинстве случаев) непрерывном режиме. В точечном режиме измерения проводят с тем же шагом, что и для пакерных расходомеров. В непрерывном режиме проводят замер в интервале перфорации, а также на 10–20 м выше и ниже интервала перфорации. При наличии осадка в зумпфе скважины замеры осуществляют, не доходя 1–2 м до осадка. В непрерывном режиме наиболее информативны замеры навстречу потоку: на спуске в добывающей и на подъеме в нагнетательной скважине.

Главное достоинство беспакерных расходомеров — возможность непрерывной записи, за счет чего значительно сокращается длительность исследований, а также практически неограниченный верхний предел измерений; недостаток — высокий нижний порог срабатывания, что не позволяет регистрировать незначительные притоки (этот недостаток сведен к минимуму в расходомерах с перекрывающей (или раскрывающейся) турбинкой).

Общий недостаток любых механических расходомеров — наличие турбинки, которая часто загрязняется (забивается), что повышает порог срабатывания расходомера. Кроме того, отмечается зависимость показаний счета прибора от фазового состояния среды [9] (в многокомпонентном потоке отмечаются локальные аномалии).

Дебит (расход) каждого пропластка в процентах (см. рис. 2.2.2) определяется по формуле:

$$100\% \cdot \Delta Q_i / \Delta Q_{\text{сум}},$$

где ΔQ_i — изменение показаний в исследуемом интервале; $\Delta Q_{\text{сум}}$ — суммарный расход, т. е. разница между максимумом показаний (в точке выше самого верхнего интервала перфорации) и минимумом показаний при отсутствии расхода (в точке ниже нижнего интервала перфорации).

Помножив этот дебит (в %) на суммарный дебит скважины (по данным устьевого оборудования), осуществляется расчет дебита в м³/сут. по традиционной методике.

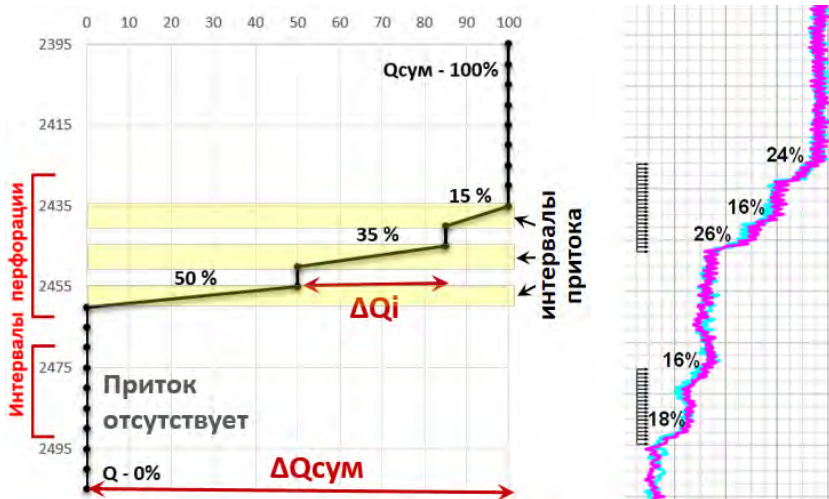


Рис. 2.2.2. Количественная оценка дебита по данным механической расходомерии: слева — теоретическая кривая; справа — пример интерпретации беспакерного расходомера в добывающей скважине (замер на спуске)

Механические расходомеры имеют нижний и верхний порог срабатывания. Потоки ниже нижнего порога срабатывания не способны привести турбинку в движение, следовательно, не отмечаются на кривой РГД. Нижний порог срабатывания современных пакерных расходомеров (в колонне $dk = 146$ мм) — 1–2 м³/сут.; беспакерных расходомеров с классической турбин-

кой — десятки или даже сотни м³/сут.; беспакерных расходомеров с перекрывающей (или раскрывающейся) турбинкой — от 4,8 м³/сут. (например, модуль «Гранат-Р»). С уменьшением диаметра колонны нижний порог срабатывания уменьшается, так как скорость потока в колонне возрастает. Верхний порог срабатывания проявляется за счет эффекта «проскальзывания» жидкости мимо турбинки [9].

Характерной особенностью механических расходомеров является низкая эффективность выделения нижнего работающего интервала (см. рис. 2.2.3). В качестве примера приведена кривая механического расходомера с нижним порогом срабатывания 5 м³/сут. Из нижнего пропластка поступает приток с дебитом 3 м³/сут., т. е. ниже порога срабатывания прибора, поэтому на кривой РГД изменения отсутствуют. Из следующего пропластка (второй снизу) поступает такой же приток — 3 м³/сут., но в стволе скважины напротив этого интервала поток уже движется со скоростью 6 м³/сут., что выше порога срабатывания прибора: на кривой РГД отмечается изменение показаний, соответствующее скорости потока в колонне. Таким образом, первый интервал, напротив которого скорость потока становится выше порога срабатывания механического расходомера, включает в себя приток из данного интервала и всех нижерасположенных работающих интервалов. Выше отмечается классическое поведение кривой: из самого верхнего пропластка поступает приток 2 м³/сут., на кривой РГД отмечается аналогичное увеличение показаний.

Поскольку механическая расходомерия не реагирует на незначительные притоки (ниже порога срабатывания), суммарная работающая толщина, выделенная по данным механической расходомерии, характеризует основной приток из пласта. Поэтому работающая толщина по данным РГД может быть существенно ниже работающей толщины, выделенной по результатам комплексной интерпретации (с учетом данных других методов, позволяющих оценивать работающие интервалы).



Рис. 2.2.3. Формирование потока в стволе скважины и причины низкой эффективности выделения нижнего работающего интервала по РГД

На показания беспакерных механических расходомеров оказывает влияние направление потока: когда поток направлен параллельно оси турбинки (рис. 2.2.4, слева), регистрируется минимальная погрешность прибора; при поступательно-вращательном (вихревом) движении потока (рис. 2.2.4, посередине) жидкость будет скользить между лопастями турбинки, что приводит к занижению показаний; при обратно-вращательном движении (рис. 2.2.4, справа) показания сильно завышены (турбинка разгоняется потоком).

Для беспакерных расходомеров наиболее предпочтителен ламинарный поток, т. е. поток без пульсаций и хаотических изменений скорости, когда основная часть потока движется по центру скважины, где расположен измерительный элемент прибора (турбинка). Вероятность турбулентного потока пропорциональна его скорости и обратно пропорциональна вязкости.

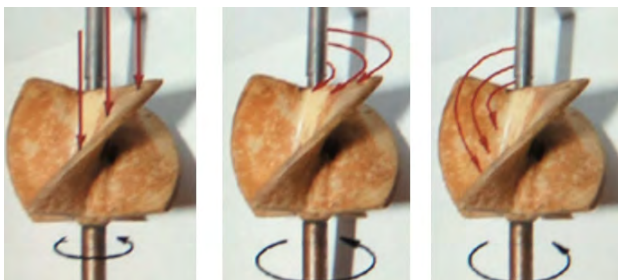


Рис. 2.2.4. Влияние направления потока: слева — поток направлен параллельно оси турбинки; посередине — поступательно-вращательное движение; справа — обратно-вращательное движение

Различают интегральные и дифференциальные расходограммы (рис. 2.2.5, слева). Интегральная расходограмма — это накопительная кривая (кумулята), ниже нижнего интервала притока — условный ноль, выше верхнего интервала притока — 100% (суммарный дебит скважины).

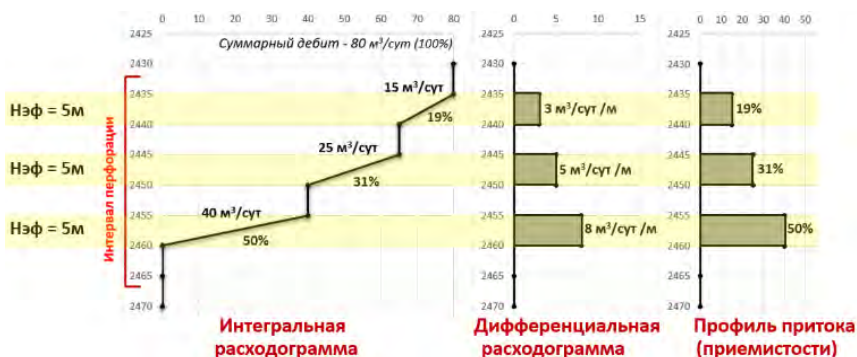


Рис. 2.2.5. Интегральная и дифференциальная расходограммы, профиль притока (приемистости)

Запись производится в импульсах в минуту, при этом для перевода единицы измерения в м³/сут. необходимо показания

расходомера выше самого верхнего работающего интервала приравнять к дебиту скважины, зарегистрированному устьевым оборудованием (или иными способами). Кроме того, можно построить профиль притока или приемистости: интегральная расходограмма (в % или м³/сут.) перестраивается в виде гистограммы (см. рис. 2.2.5, справа).

Дифференциальная расходограмма — ступенчатая диаграмма, отражающая приток или приемистость каждого интервала, приходящиеся на 1 м эффективной толщины. Таким образом получается график распределения удельного расхода (единица измерения — м³/сут./м, или м²/сут.).

Помимо классической интерпретации данных механической расходомерии количественная оценка расхода возможна по методике разноскоростных замеров (методика «Шлюмберже»). Для этого на участке со стабильными неизменяющимися показаниями (т. е. в интервале отсутствия расхода) снимают показания с нескольких (4–5) расходомеров, записанных на различных скоростях (например, на 200, 400, 600, 800, 1200 м/ч). Результаты наносят на график (рис. 2.2.6). Далее находят пересечение аппроксимирующей прямой с осью X: это значение (по модулю) — скорость потока. Скорость потока можно найти математически из уравнения прямой: слагаемое поделить на множитель. Зная внутренний диаметр в интервале исследования и скорость потока, вычисляется дебит (приемистость) скважины. Если точки не лежат на одной прямой или расходомеры, записанные на различных скоростях, пересекаются, использовать расходомерию нельзя (брак), в том числе для классической обработки.

Ключевым условием для использования методики разноскоростных замеров является наличие между двумя работающими интервалами участка, в котором расход отсутствует (в частности, по другим промыслово-геофизическим методам). Для надежного определения расхода из каждого коллектора непроницаемый раздел между ними должен быть 1–2 м (на этом участке производится расчет). При отсутствии такого раз-

дела между коллекторами интерпретацию проводят в целом по пачке близкорасположенных коллекторов, не дифференцируя их.

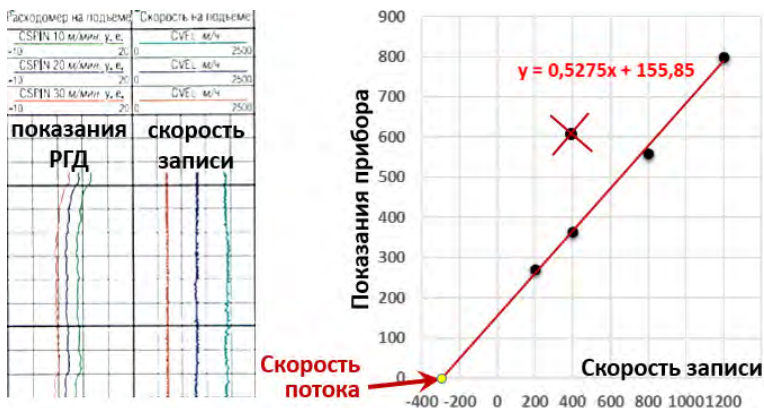


Рис. 2.2.6. Количественная оценка расхода по методике разноскоростных замеров: слева — показания РГД на разных скоростях; справа — зависимость показаний прибора от скорости записи

Пример подбора участков для расчета расхода по методике разноскоростных замеров приведен на рис. 2.2.7. Темной заливкой отмечены участки с относительным постоянством показаний на всех расходомерах. В каждом таком интервале снимаются показания, определяется расход по графику (рис. 2.2.6) или аналитическим путем (методом итераций подбирается уравнение прямой). Дебит из каждого работающего пропластка (отмечены светлой заливкой) определяется как разница показаний между вышележащим и нижележащим интервалом стабилизации показаний.

Вместе с тем по методике разноскоростных замеров непосредственно в скважине проводится эталонировка показаний расходомерии. При этом расход, определенный выше всех работающих интервалов, должен быть равен расходу, определенному по данным устьевого оборудования ($\pm 20\%$), а расход,

определенный ниже всех работающих интервалов, равен порогу срабатывания (условный ноль).

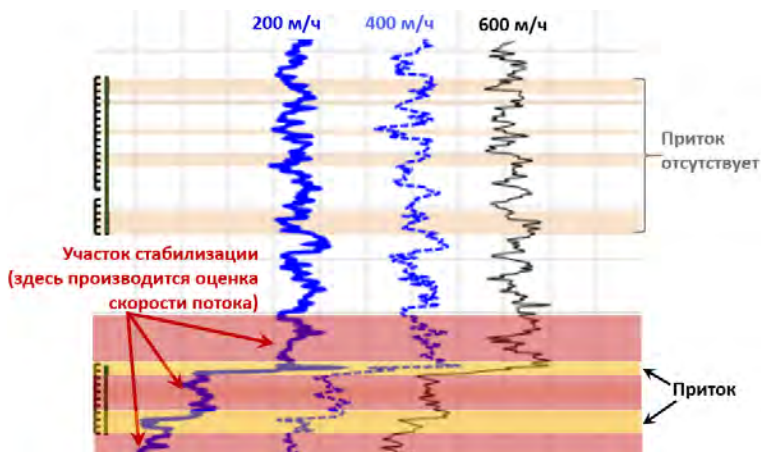


Рис. 2.2.7. Пример подбора участков для расчета расхода по методике разноскоростных замеров

В наклонно направленных высокообводненных скважинах более легкие капли нефти скапливаются на высокой стороне ствола скважины. За счет силы тяжести менее плотная нефтяная фаза переносится быстрее, чем вода. В результате скорость потока в возвышенной части, где движется нефть, может быть значительно выше, чем в нижней части ствола (рис. 2.2.8, слева).

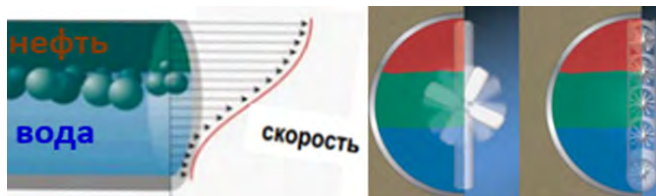


Рис. 2.2.8. Структура потока в стволе горизонтальной скважины (слева) и схема регистрации одним и несколькими расходомерами (справа)

В условиях горизонтальных скважин необходимо применять расходомеры с секторальной оценкой скорости флюида (сканирующего типа), в которых используется от четырех до шести вертушек, располагающихся по периметру прибора (рис. 2.2.8, справа). Пример подобной реализации — сканер потока *FSI HD (Flow Scanner)* фирмы *Schlumberger*, в котором нижний порог срабатывания у расходомеров составляет 11 м³/сут.

2.3. ТЕРМОКОНДУКТИВНЫЙ ИНДИКАТОР ПРИТОКА

Скважинный термокондуктивный индикатор притока (СТИ) основан на использовании датчика-резистора, который нагревается постоянным током на 5–40 градусов выше температуры окружающей среды. В результате любой набегающий поток флюида будет приводить к охлаждению датчика и изменению его активного сопротивления.

В литературе также используют следующие названия метода: скважинная термокондуктивная дебитометрия (СТД), термоанемометр (ТА).

Основные задачи, решаемые термокондуктивным индикатором притока: выделение работающих интервалов и мест нарушения герметичности колонны.

В интервалах притока отмечается характерное охлаждение датчика (см. рис. 2.3.1), выше интервала притока — восстановление температуры до уровня, превышающего температуру окружающей среды.

Если из всех интервалов перфорации поступает однородный флюид и поток в стволе скважины ламинарный, то справедливо утверждение: чем выше охлаждение датчика — тем интенсивнее приток. В таких случаях (и при соблюдении еще ряда условий) возможна количественная оценка дебита из каждого интервала, но на практике это почти не используется.

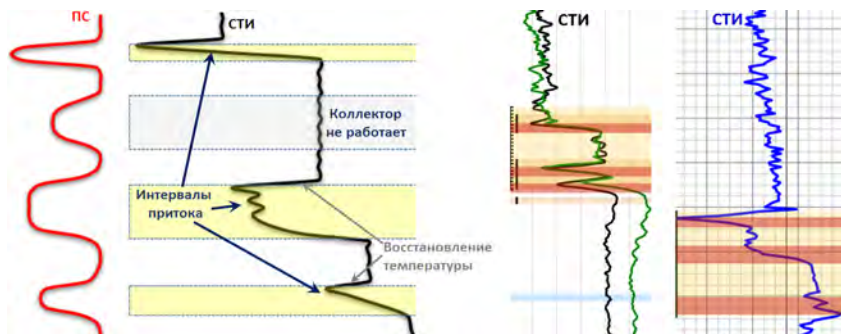


Рис. 2.3.1. Слева — теоретическая форма кривых СТИ; справа — кривые СТИ в добывающих скважинах (заливкой отмечены участки притока)

Главные преимущества метода СТИ по сравнению с механической расходомерией: высокая чувствительность в диапазоне низких и средних дебитов (от 2 до 60 м³/сут.), возможность определения малых радиальных притоков и более высокая эффективность при определении нижнего работающего интервала.

Недостатки метода СТИ:

- это индикаторный метод: позволяет определить интервалы притока только на качественном уровне, количественная оценка на практике почти не используется;
- недостаточная чувствительность в области высоких скоростей потока (более 300 м³/сут.): чувствительность падает с увеличением скорости потока;
- ухудшается информативность в многофазном потоке, а также при компрессировании (влияние термоаномалий в подошве интервала перфорации);
- на показания метода влияют резкие переходы из гидрофильной в гидрофобную среду;
- инерционность аппаратуры: прибор реагирует на приток не мгновенно, а через некоторое время;
- зависимость формы кривой от направления записи.

Рассмотрим указанные недостатки подробнее.

Датчик прибора разогревается до температуры выше окружающей среды за счет пропускания через него постоянного тока. При этом степень разогрева датчика сильно зависит от типа флюида, в котором он находится. При одинаковой скорости потока перегрев в нефти почти вдвое выше, чем в воде (рис. 2.3.2), что является теоретической основой для определения состава флюида, поступающего из пласта, но делает крайне сложной количественную оценку дебита.

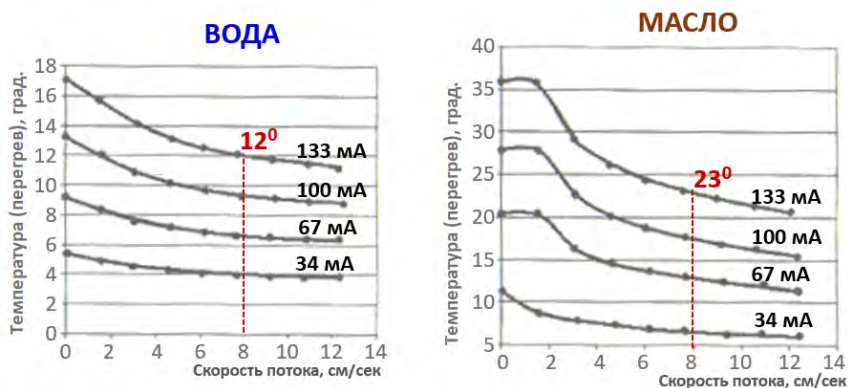


Рис. 2.3.2. Показания СТИ в различных средах [9]

Показания метода СТИ зависят не только от скорости потока и коэффициента теплопроводности жидкости, но и от кинематической вязкости жидкости, диаметра колонны, площади поперечного сечения потока, угла, под которым набегаёт поток, режима потока (ламинарный, турбулентный), силы тока питания, температурного коэффициента материала датчика, коэффициента Прандтля (характеризующего физические свойства жидкости, обтекающей датчик).

Учитывая большое количество факторов, от которых зависят показания метода, на практике количественную оценку расхода по СТИ не проводят. Метод применяется для выделения работающих интервалов только на качественном уровне.

Инерционность датчика составляет около 7 с, т. е. прибор не сразу реагирует на приток, а с задержкой в 7 с. При скорости прибора в 100 м/ч это приводит к смещению интервалов притока на 0,2 м, при скорости 200 м/ч — на 0,4 м.

Выше интервала притока температура стабилизируется также не мгновенно, а с некоторой задержкой, которая зависит от дебита: при дебите 5 м³/сут. на стабилизацию температуры уходит 65 с, при дебите 130 м³/сут. — 38 с. При скорости прибора 100 м/ч участок стабилизации составляет от 1 до 2 м в зависимости от дебита, при скорости 200 м/ч — от 2 до 4 м.

Анализируя изменение температуры кривой СТИ выше и ниже интервала притока, можно на качественном уровне оценить состав флюида (рис. 2.3.3). Если в стволе скважины находится вода, то в нефтенасыщенных интервалах ниже интервала притока происходит разогрев датчика (переход из гидрофильной среды в гидрофобную: в нефти датчик СТИ разогревается вдвое сильнее, чем в воде). Выше интервала притока показания датчика СТИ зависят от дебита, поступающего из пропластка: при значительном дебите показания на кривой СТИ достигнут максимума (в стволе скважины нефтяная среда); если дебит незначительный, то показания могут не измениться по сравнению со значениями кривой ниже интервала притока. В водонасыщенных интервалах выше интервала притока отмечается снижение показаний.

В связи с инерционностью прибора критически важным является соблюдение скорости записи: рекомендуемая скорость стандартных исследований не должна превышать 200 м/ч.

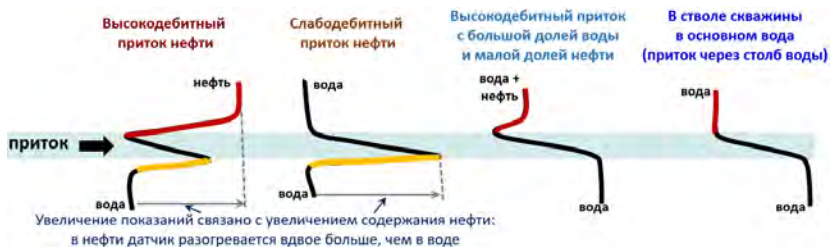


Рис. 2.3.3. Определение состава флюида по кривым СТИ

Важное значение на форму кривой оказывает направление записи, особенно в области низких или предельно высоких расходов, а также в многофазных потоках: на спуске более отчетливо отбивается кровля интервала притока, на подъеме — подошва. В большинстве случаев более предпочтительна запись на спуске.

Притоки воды всегда отмечаются довольно уверенно, а в интервалах притока нефти возможно нетипичное поведение кривой СТИ (рис. 2.3.4). Если из нижнего интервала поступает значительный приток воды, а из верхнего — незначительный приток нефти, то характерное охлаждение датчика СТИ в интервале притока нефти может не отмечаться (в связи с переохлаждением датчика), приток фиксируется по смещению кривой СТИ вправо выше интервала притока (реакция на изменение состава флюида: в нефти разогрев датчик вдвое выше).

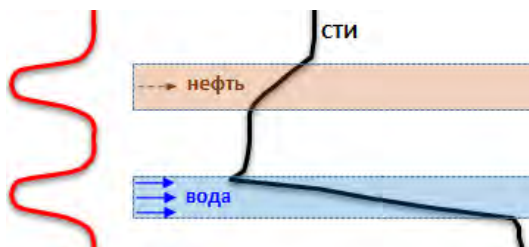


Рис. 2.3.4. Нетипичное поведение кривой СТИ в интервалах незначительного притока нефти при высоком содержании воды в стволе скважины

При интерпретации стоит учитывать, что выше интервала перфорации датчик СТИ постоянно охлаждается за счет потока, движущегося в стволе скважины. Ниже нижнего интервала перфорации (зумпф скважины), где поток отсутствует, будет отмечаться увеличение температуры. Кроме того, увеличение температуры датчика отмечается при нахождении прибора на забое (влияние осадка).

В нагнетательных скважинах по методу СТИ можно определять приемистость, проводя замеры на ускорении и замедлении (рис. 2.3.5). Методика основана на том, что при прочих равных максимальный разогрев датчика отмечается при нулевой скорости прибора относительно потока жидкости, т. е. при движении прибора со скоростью равной и сонаправленной скорости потока (при скорости прибора выше или ниже скорости потока температура датчика будет занижена, так как возникает дополнительный поток, охлаждающий датчик).

Для определения приемистости выше верхнего интервала перфорации производится запись СТИ на замедлении с предельно высокой скорости (~ 3000 м/ч) до предельно низкой скорости, а затем в обратном направлении на ускорении. В результате будут зафиксированы два максимума на кривой СТИ (рис. 2.3.5, кривая термодобитограммы), скорость потока равна среднему значению скорости, с которой осуществлялся подъем/спуск прибора в этих точках (рис. 2.3.5, кривая скорости).

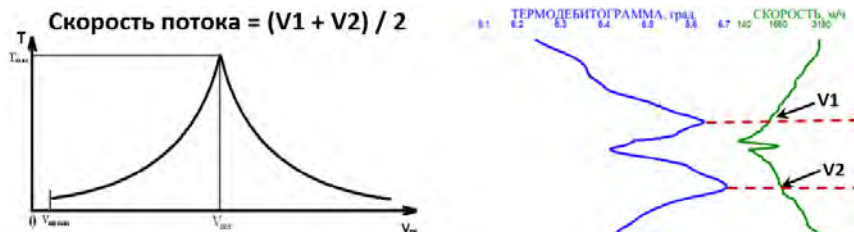


Рис. 2.3.5. Определение приемистости по замерам СТИ на ускорении и замедлении

При большом расстоянии между интервалами перфорации по данной методике возможна количественная оценка расхода из каждого интервала перфорации, но только при исследовании скважины на стационарном режиме при постоянном забойном давлении.

2.4. АКУСТИЧЕСКАЯ ШУМОМЕТРИЯ

Метод акустической шумомерии основан на регистрации шумов, возникающих при движении флюида по стволу скважины или заколонному пространству.

В качестве чувствительного элемента используется пьезоэлектрический преобразователь (гидрофон). Классическая аппаратура шумомерии позволяет осуществлять запись в трех частотах: низкие (NOSL), средние (NOSM) и высокие (NOSH).

На показания метода влияют скорость потока, диаметр канала и вязкость флюида. При увеличении диаметра канала или уменьшении скорости потока интенсивность (амплитуда) шума уменьшается, при увеличении скорости — увеличивается. Таким образом, движение флюида по большим каналам создает низкочастотный шум, по небольшим — высокочастотный шум.

В скважинных условиях самый большой канал, по которому движется флюид, — ствол скважины. Поэтому низкие частоты (NOSL) характеризуют скорость потока в стволе скважины, что позволяет по увеличению уровня шума выявлять интервалы притока из пласта. Средние частоты (NOSM) характеризуют поток в стволе и за колонной (возможность выявления заколонных перетоков). Высокие частоты (NOSH) характеризуют поток из удаленной зоны (шумы, возникающие при движении флюида по поровому пространству), что позволяет уточнить интервалы притока из интервала перфорации.

Задачи, решаемые акустической шумометрией: определение заколонных перетоков флюида (особенно газа), а также выделение работающих интервалов, в том числе при перекрытии интервалов притока подвеской НКТ.

Ограничения метода:

- это индикаторный метод, он не подлежит строгой калибровке, поэтому данные не пригодны для количественных определений;
- запись осуществляется непрерывно, в результате возникают шумы во время движения прибора, что искажает информативность шумометрии;
- сложная зависимость показаний от частоты, одновременное влияние скорости потока, диаметра канала и вязкости флюида.

Результаты практического применения показали недостаточную эффективность метода при выделении работающих интервалов и определении заколонных перетоков нефти и воды. Наиболее предпочтительное применение метода — контроль за газоперетоками.

На рис. 2.4.1 приведен пример определения работающих интервалов и заколонных перетоков по данным акустической шумометрии. В правом треке приведены кривые акустической шумометрии. Низкие частоты (НЧ) реагируют на изменения скорости потока в стволе скважины, выше подошвы интервала перфорации — приток, сопровождающийся увеличением шума. На средних частотах (СЧ) регистрируется возникновение шумов ниже интервала перфорации (заколонный переток). Высокие частоты (ВЧ) отражают работу пласта в интервале перфорации.

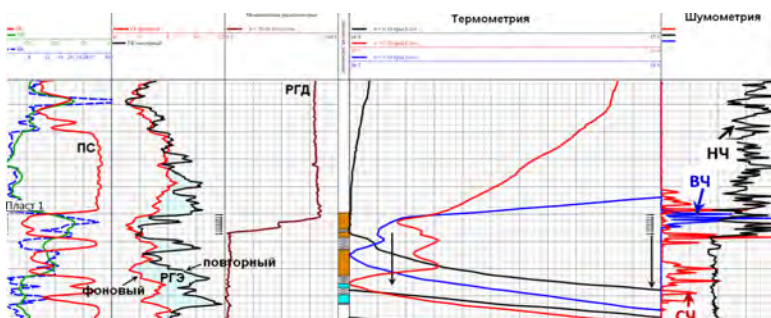


Рис. 2.4.1. Пример определения работающих интервалов и заколонных перетоков по данным акустической шумометрии

2.5. СПЕКТРАЛЬНАЯ АКУСТИЧЕСКАЯ ШУМОМЕТРИЯ

Метод спектральной акустической шумомерии отличается от классической акустической шумомерии по двум основным параметрам:

- регистрируется не три частоты (низкая, средняя, высокая), а 512 частот в диапазоне от 9 Гц до 58,6 кГц;
- замеры проводятся поточно, что позволяет исключить влияние шума от движения прибора.

Радиус исследования — 1–5 м. Вертикальный шаг — 1 м. Записанные данные визуализируются следующим образом: по оси Y — глубина, по оси X — частота, амплитуда спектров отображается степенью заливки (рис. 2.5.1).

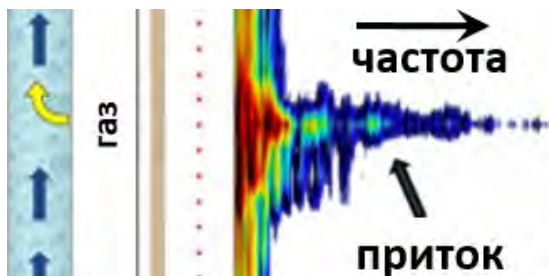


Рис. 2.5.1. Пример визуализации данных спектральной акустической шумомерии

Метод позволяет не только выявить интервалы притока и заколонного перетока, но и при благоприятных условиях по частоте сигнала разделять поток, движущийся по матрице (порам) и по трещине (см. рис. 2.5.2).

По амплитуде регистрируемых шумов возможно не только определение работающих интервалов на качественном уровне, но и количественная оценка притока. На рис. 2.5.3 (слева) показана высокая сходимость результатов количественной оценки дебита по механической расходомерии (левый трек)

и спектральной акустической шумометрии (правый трек). Вместе с тем метод позволяет производить оценку дебита за пределами интервала перфорации, т. е. оценивать объем перетока на количественном уровне (рис. 2.5.3, справа).

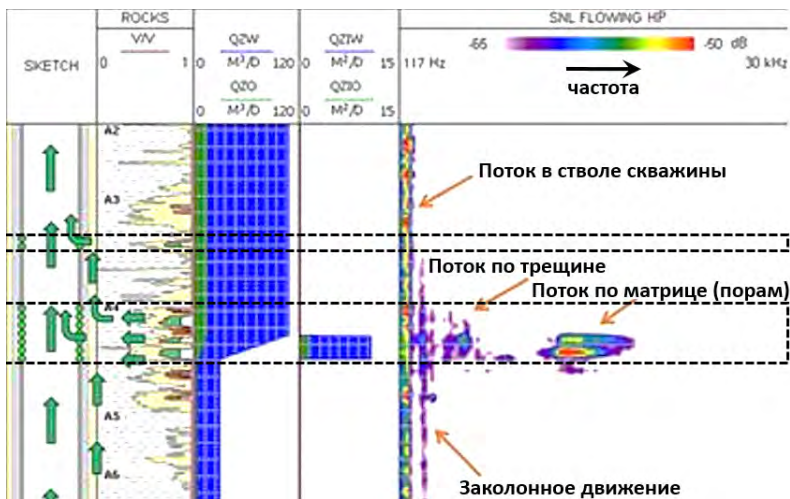


Рис. 2.5.2. Пример определения участков заколонного перетока, движения потока по трещине, матрице и стволу скважины по данным спектральной акустической шумометрии

Преимущества спектральной акустической шумометрии:

- этот метод позволяет не только определить интервалы перетока, но и оценить объем перетока на количественном уровне;
- возможность проведения исследований через две колонны (эксплуатационную колонну и НКТ);
- высокая эффективность при контроле за газоперетоками;
- возможность пространственного определения движения флюида: по стволу скважины, заколонному пространству, трещинам и порам пласта.

Недостатки метода:

- поточечная запись (продолжительность около минуты на одной точке): увеличиваются длительность исследований и время простоя скважины;
- новизна метода: возможные осложнения при обслуживании аппаратуры, интеграции программного обеспечения и т. п.

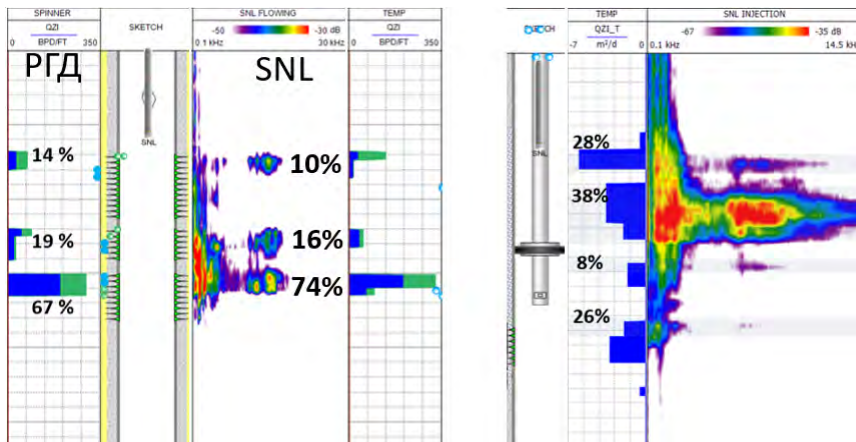


Рис. 2.5.3. Слева — сравнение количественной оценки дебита по механической расходомерии (левый трек) и спектральной акустической шумомерии (правый трек); справа — пример количественной оценки объема перетока по спектральной шумомерии

3. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВА ФЛЮИДА

Методы определения состава смеси в стволе скважины предназначены:

- для изучения состава флюида в стволе скважины;
- определения обводненности продукции;
- уточнения интервалов притока (при изменении состава флюида);
- определения динамического уровня и водонефтяного раздела;
- интервалов гравитационной конвекции;
- наличия осадка в зумпфе скважины.

Стоит учитывать, что эти методы реагируют на изменение состава флюида в стволе скважины: если состав флюида не изменился, то даже при наличии притока на кривой не будут отмечаться изменения. Таким образом, отсутствие изменений на кривых состава флюида означает, что приток либо отсутствует, либо состав флюида остался прежним.

При наличии нескольких интервалов притока наиболее четко отмечаются параметры нижнего интервала, так как состав флюида в стволе скважины будет зависеть только от насыщения этого интервала. Состав флюида напротив вышележащих интервалов будет зависеть не только от насыщения этого интервала, но и от насыщения всех нижележащих интервалов.

Основные методы изучения состава флюида: диэлькометрическая влагометрия, индукционная или токовая резистивиметрия, гамма-гамма плотнометрия. Дополнительные методы изучения состава флюида: нейтрон-нейтронный каротаж, дифференциальная манометрия, светооптические датчики, методы нейтрон-активационного анализа.

3.1. ДИЭЛЬКОМЕТРИЧЕСКАЯ ВЛАГОМЕТРИЯ

Диэлектрическая влагометрия (диэлькометрия) основана на изучении относительной диэлектрической проницаемости флюида, которая показывает, во сколько раз напряженность электрического поля в диэлектрике меньше напряженности электрического поля в вакууме.

Прибор представляет из себя коаксиальный конденсатор, между обкладками которого находится флюид. Принцип работы состоит в измерении емкости этого конденсатора.

Диэлектрическая проницаемость газа (C_2H_6) — 1; нефти — 2–3, воды — 55–81 (в зависимости от температуры: при 20 °С — 55, при 100 °С — 81). Поскольку диэлектрическая проницаемость воды гораздо больше диэлектрической проницаемости нефти и газа, емкость конденсатора растет с повышением содержания воды в продукции скважины.

Притоки воды отмечаются увеличением показаний на кривой диэлькометрической влагометрии, притоки нефти или газа — уменьшением показаний. При этом нефть и газ практически не отличаются по величине диэлектрической проницаемости, поэтому метод служит для определения интервалов притоков воды и углеводородов (нефти или газа) без их дифференциации.

Для количественной оценки обводненности влагомеры градуируют с помощью эталонировочного устройства в шкалу обводненности от 0 до 100%. В результате кривая влагометрии характеризует изменение содержания воды в стволе скважины. При обводненности свыше 40–60% влагометрия слабо реагирует на дальнейшее увеличение влагосодержания, что связано с экспоненциальной формой эталонировочной зависимости (см. рис. 3.1.1). При высокой обводненности продукции метод диэлькометрической влагометрии малоэффективен.

На рис. 3.1.2 приведены примеры кривых диэлькометрической влагометрии. При небольшой обводненности (в гидро-

фобной среде) четко отмечается интервал первого поступления нефти, выше состав флюида не меняется. В высокообводненной скважине (гидрофильная среда) отчетливо отмечается приток нефти только в кровле перфорации, выше интервала притока показания восстанавливаются и соответствуют водной среде. В гидрофильной среде небольшой приток даже чистой нефти приводит лишь к небольшому снижению показаний.

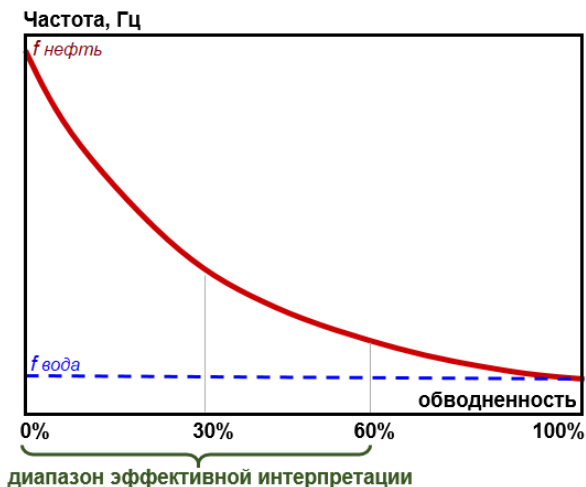


Рис. 3.1.1. Эталонировочный график зависимости частоты сигнала RC-генератора дизелькометрического влагомера от содержания воды

Существуют пакерные (для количественной оценки влагосодержания) и беспакерные влагомеры (для качественной оценки влагосодержания и для газовых скважин). Наибольшее распространение получили беспакерные влагомеры.

Количественная интерпретация пакерными влагомерами проводится в точках над и под продуктивным интервалом: по механической расходомерии определяется дебит, по пакерному влагомеру — изменение обводненности. Количественная оценка производится в редких случаях, что связано

с трудностями калибровки датчика и значительным влиянием загрязнения датчика на показания.

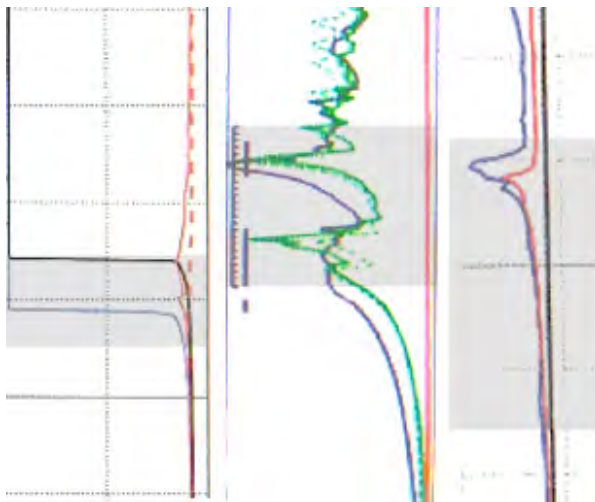


Рис. 3.1.2. Кривые диэлектрической влагометрии в гидрофобной среде (слева), гидрофильной среде (справа) и при промежуточной обводненности (посередине).
Заливкой закрасен интервал перфорации

Датчик влагомера представляет из себя устройство проточного типа: регистрируются только параметры флюида, непосредственно проходящего через датчик. В основном используются приборы с одним датчиком. В результате поток, проходящий по периметру ствола скважины, не регистрируется датчиком влагометрии. В горизонтальных скважинах отмечается существенное расслоение потока под действием гравитации: более легкие фазы (газ, нефть) находятся в верхней части ствола, вода — в нижней. Для горизонтальных скважин целесообразно применять приборы с несколькими датчиками, которые расположены по оси прибора. Пример реализации — шестидатчиковый прибор АГАТ-КГ-42 (НПФ «Геофизика»).

Искажающие факторы влагометрии:

- высокая обводненность: при обводненности свыше 40–60% влагометрия практически не реагирует на дальнейшее увеличение влагосодержания;

- влияние структуры многофазного потока: существенные погрешности при разделенной структуре потока (кольцевой, пробковой), например, когда по периметру ствола скважины движется вода, а по центру, где расположен датчик, — нефть;

- содержание пузырьков газа в смеси;

- изменение температуры смеси: охлаждение приводит к незначительному снижению показаний (при охлаждении на 2,5 °С показания снижаются на 1%, в высокообводненной среде в интервалах охлаждения может создаваться ложное впечатление присутствия слабых притоков нефти);

- в наклонных скважинах в приборах без центраторов датчик реагирует только на нижнюю часть стенки колонны;

- чувствительность к механическим примесям.

Главные преимущества метода влагометрии: высокая чувствительность к притокам воды в слабообводненной (гидрофобной) смеси (обводненность до 40–60%), отсутствие влияния минерализации воды на показания прибора. Рекомендуемая скорость записи в интервале детальных исследований составляет 300 м/ч.

3.2. РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ

Метод резистивиметрии основан на изучении электрической проводимости среды. Углеводороды в отличие от воды практически не проводят ток. Электропроводность флюидов: газ (C_2H_6) ~ 0 Сим/м, нефть — 0,02–0,03 Сим/м, пресная вода — 0,5–2 Сим/м, минерализованная вода — 5–20 Сим/м (в зависимости от минерализации и температуры). Нефть и газ практически не отличаются по величине электрической проводимости, поэтому метод служит для определения

интервалов притоков воды и продукта (нефти или газа) без его дифференциации.

Существует две модификации метода:

- индукционная резистивиметрия основана на измерении удельной электрической проводимости методом вихревых токов; это объемный метод, характеризующий параметры проводимости некоторой области, окружающей датчик;

- токовая резистивиметрия — одноэлектродная модификация, используемая для разделения гидрофильной среды от гидрофобной по принципу бинарного сигнала (вода проводит ток — 1, нефть и газ не проводят ток — 0); это локальный метод, характеризующий параметры проводимости только той точки среды, которая непосредственно контактирует с датчиком.

Наиболее распространена индукционная резистивиметрия. Используется датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух катушек: возбуждающей и приемной. Прибор калибруют на трех растворах хлористого натрия. Результат калибровки — прямо пропорциональная зависимость проводимости среды (в Сим/м) от минерализации (в г/л). Рекомендуемая скорость записи в интервале детальных исследований — 400–600 м/ч. Диапазон измерения — 0,1–30 Сим/м.

Показания индукционной резистивиметрии зависят от содержания воды и ее минерализации, температуры и типа водонефтяной среды (гидрофильная или гидрофобная).

Метод индукционной резистивиметрии наиболее эффективен в гидрофильной среде (высокообводненной). При низкой обводненности (гидрофобная среда) показания резистивиметрии близки к нулевым значениям проводимости, незначительные притоки воды в потоке нефти отмечаются слабыми флуктуациями в сторону роста проводимости. Изрезанность кривой преимущественно отмечается в многофазных потоках.

В токовой модификации резистивиметрии используется несколько датчиков, распределенных по оси прибора. Примером реализации метода является комплексный прибор *Flow Scanner (Shlumberger)*, где используется 6 датчиков токовой

резистивиметрии толщиной около 1 мм. Прохождение воды через каждый датчик приводит к короткому замыканию. Обводненность среды определяется длительностью короткого замыкания по отношению к общему времени записи. Подобный статистический подход позволяет оценивать обводненность без тарировки. Точность оценки обводненности — 5%, при обводненности более 90% точность повышается до 2%.

3.3. ГАММА-ГАММА ПЛОТНОМЕТРИЯ

Метод гамма-гамма плотнометрии основан на создании искусственного гамма-излучения и регистрации интенсивности потока гамма-квантов, дошедших до детектора. Интенсивность регистрируемого гамма-излучения обратно пропорциональна плотности среды (физические основы гамма-гамма плотностного каротажа подробнее описаны в § 1.4).

Флюиды, насыщающие пласт, достаточно хорошо дифференцированы по плотности: газ (C_2H_6) ~ 0,1–0,4 г/см³, нефть — 0,6–0,9 г/см³, пресная вода — 1,0 г/см³, минерализованная вода — до 1,2 г/см³.

Таким образом, метод позволяет не только разделять интервалы притоков углеводородов от притоков воды, но и дифференцировать тип поступающего углеводорода (нефть или газ), что особенно актуально для нефтяных месторождений с газовой шапкой, а также при работе скважины с забойным давлением, близким к давлению насыщения. Рекомендуемая скорость записи в интервале детальных исследований составляет 100–200 м/ч.

Различают две модификации метода:

- гамма-гамма плотнометрия по просвечиванию (ГГП-П): регистрируется прямое излучение от источника; это локальный метод, который используется в колоннах малого диаметра для оценки состава флюида в лифтовых трубах или межтрубном пространстве (прибор спускают непосредственно в межтрубное пространство);

- гамма-гамма плотнометрия по рассеянию (ГПП-Р): регистрируется рассеянное излучение, между детектором и источником находится экран; это объемный метод, в котором определяется плотность смеси по всему сечению колонны; метод используется для оценки состава флюида в колоннах большого диаметра (в эксплуатационной колонне или межтрубном пространстве).

Теоретический вид кривых плотнометрии и способ оценки плотности флюида, поступающего из пласта в случае нескольких интервалов притока, приведен на рис. 3.3.1. Как и для всех методов оценки состава флюида, наиболее четко отмечаются свойства флюида, поступающего из самого нижнего работающего интервала: регистрируемая плотность будет характеризовать исключительно интервал притока и соответствовать характеру насыщения этого пропластка. Плотность флюида, регистрируемая напротив вышележащих пропластков, будет зависеть не только от насыщения этих пропластков, но и от свойств потока, движущегося по стволу скважины, т. е. от дебита и плотности флюида, поступающего из всех нижних работающих интервалов. В *интервале 2* поступает приток воды с плотностью $1,0 \text{ г/см}^3$ с дебитом, равным дебиту из *интервала 1*, поэтому на кривой плотнометрии регистрируется среднее значение между плотностью нефти и плотностью воды, т. е. $0,9 \text{ г/см}^3$. Из *интервала 3* приток отсутствует, плотность в стволе скважины не меняется. Из *интервала 4* поступает приток нефти, в 1,5 раза превышающий поток в стволе скважины (из *интервала 4* поступает дебит $60 \text{ м}^3/\text{сут.}$, из *интервалов 1 + 2* — $40 \text{ м}^3/\text{сут.}$), поэтому происходит снижение плотности пропорционально дебитам.

Обводненность определяется по формуле:

$$100 \cdot (\delta_{жс} - \delta_n) / (\delta_v - \delta_n),$$

где $\delta_{жс}$, δ_n , δ_v — соответственно регистрируемая плотномером фактическая плотность жидкости, плотности нефти и воды, характерные для разрабатываемого пласта.

Данная формула справедлива только для случаев, когда минерализация воды из всех интервалов притока одинаковая. При значительном изменении минерализации (если часть интервалов промыта пресной закачиваемой водой или в пласт задувана техническая вода) обводненность не определяется.

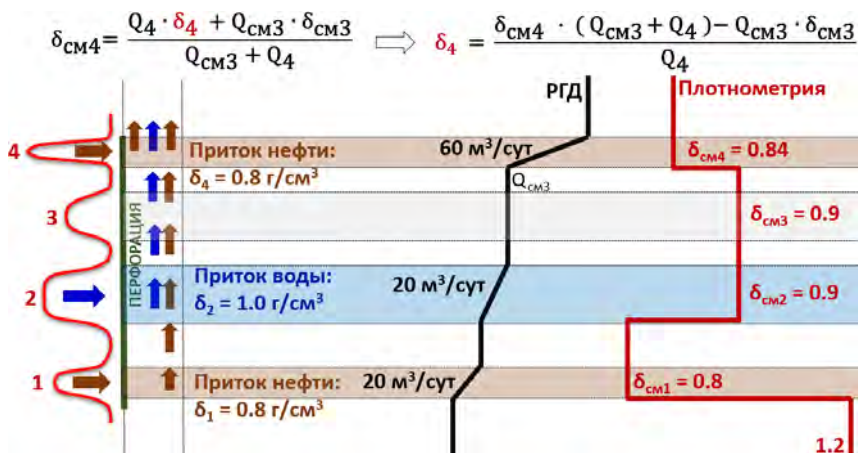


Рис. 3.3.1. Теоретический вид кривых плотнометрии и оценка плотности флюида, поступающего из пласта в случае нескольких интервалов притока

Стоит учитывать, что при глушении скважины технической водой или непосредственно сразу после ГРП из перфорированных пропластков поступает не пластовый флюид, а смесь технической воды с пластовым флюидом. В таком случае о характере насыщения судить нельзя (это утверждение справедливо для всех методов состава флюида).

Подобная картина также отмечается при компрессорном освоении скважины, когда скважинная жидкость проникает в перфорированные интервалы. Если техническая вода не отработана, на кривой плотнометрии (и всех других методов состава флюида) будут отмечаться показатели технической воды:

интервалы, в которые проникло меньше технической воды, будут отмечаться меньшими показаниями.

На длительно разрабатываемых месторождениях в непромытых продуктивных интервалах может происходить снижение пластового давления: при глушении скважины или компрессорном освоении именно в такие интервалы поступает наибольший объем технической воды. Промытые закачиваемой водой интервалы, наоборот, характеризуются давлением, равным или превышающим начальное пластовое: в такие интервалы будет поступать значительно меньший объем технической воды (при равной проницаемости, скин-факторе и т. д.). После закачки технической воды в промытых интервалах плотность флюида может оказаться ниже, чем в непромытых закачиваемой водой нефтенасыщенных пропластках (но выше плотности пресной воды: $>1,0 \text{ г/см}^3$). Поэтому в таких случаях о характере насыщения по кривым состава флюида (плотнометрия, влагометрия, резистивиметрия) не судят.

Ограничения метода плотнометрии:

- низкая информативность в слабодобитных нефтяных скважинах, работающих через столб воды;
- сильная зависимость от структуры потока;
- при низкой плотности смеси (наличии газа) эффективность количественной оценки обводненности резко падает;
- необходимость соблюдения правил радиационной безопасности;
- влияние радиогеохимического эффекта (увеличения естественной гамма-активности в процессе разработки, рассмотрено в главе 4).

Метод наиболее целесообразно применять в тех случаях, когда в продукции скважины присутствует газ, так как по методам влагометрии и резистивиметрии газ не отличим от нефти. Для нефтяных месторождений без газовой шапки плотнометрия является дополнительным методом к влагометрии и резистивиметрии.

3.4. НЕЙТРОН-НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ

Показания метода нейтрон-нейтронного каротажа (ННКт) обратно пропорциональны водородосодержанию среды. В газовой среде отмечается так называемый «плотностной эффект»: плотность газа существенно ниже, чем плотность нефти или воды. Поэтому в газовой среде содержится меньше водорода, чем в том же объеме нефти или воды, и показания ННКт будут увеличиваться.

В пластах с газовой шапкой (рис. 3.4.1) приток газа отмечается резким увеличением показаний на кривой ННКт, по кривым влагометрии, резистивиметрии и плотнометрии отмечается резкое снижение показаний, по данным механической расходомерии — интенсивный приток.

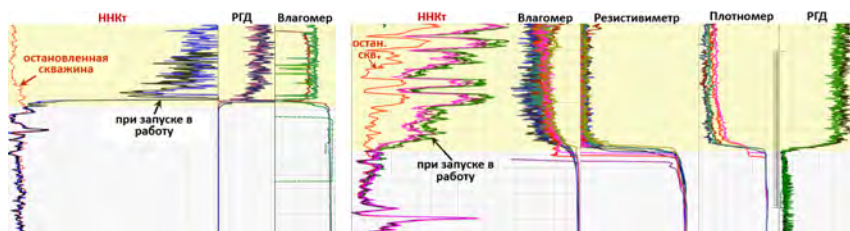


Рис. 3.4.1. Определение интервалов поступления газа по кривым ННКт: слева — терригенный коллектор; справа — карбонатный коллектор

Помимо водородосодержания на показания метода ННКт существенное влияние оказывает наличие элементов с аномальным сечением захвата нейтронов. В пластовых условиях наибольший эффект оказывает содержание хлора, у которого сечение поглощения нейтронов в 100 раз выше, чем у водорода.

Поэтому в нефтяных пластах при высокой минерализации пластовых вод водонасыщенные интервалы отмечаются снижением показаний на кривой ННКт по сравнению с нефтенасыщенными.

При низкой минерализации пластовой воды нефтенасыщенные интервалы практически не отличаются от водонасыщенных. Метод НКт в нефтяных пластах при низкой минерализации не применяется.

3.5. МАНОМЕТРИЯ (БАРОМЕТРИЯ)

Метод манометрии основан на измерении давления в стволе скважины и используется для определения гидродинамических параметров пласта (забойного и пластового давления, динамического уровня, водонефтяного и газонефтяного раздела), оценки плотности флюида в стволе скважины, определения глубины забоя.

Стандартная единица измерения — паскаль (Па): сила, приложенная на площадь 1 м^2 ($\text{Н}/\text{м}^2$). Единица измерения в нефтяной отрасли — атмосфера (атм) и мегапаскаль (МПа) ≈ 10 атм.

Для измерения давления используется тензопреобразователь: датчик деформационного типа, от степени деформации которого зависит напряжение на выходе датчика. Датчик состоит из мембраны с тензорезисторами. Под действием давления мембрана прогибается, а тензорезисторы меняют свое сопротивление. Более современные датчики — пьезокристаллические (кварцевые или сапфировые). Влияние температуры компенсируется программным (более распространено) или аппаратным способом.

Плотность флюида можно определить исходя из разности давления в двух близких точках по оси скважины:

$$\Delta P = \delta \cdot g \cdot \Delta H, \text{ или } \delta \approx 10^5 \cdot \Delta P / \Delta H,$$

где ΔP — перепад давления (в МПа); ΔH — расстояние между точками определения давления (в м).

Для оценки плотности можно использовать обычные манометры, последовательно измеряя давление в двух разных точках.

Дифференциальный манометр позволяет определять разность давления в двух близких точках по оси скважины. Градиент-манометр состоит из двух датчиков давления, размещенных на разных глубинах.

При оценке плотности необходимо учитывать гидравлические потери движущегося потока (сопротивление трению), которые могут приводить к погрешности до $0,1 \text{ г/см}^3$ (т. е. при плотности нефти $0,8 \text{ г/см}^3$, воды $1,0 \text{ г/см}^3$ погрешность составляет 50% от полезного сигнала).

Дифференциальные манометры достаточно громоздкие, не обеспечивают требуемых метрологических характеристик и используются редко. Точное значение получается при остановке прибора, при спуске прибора рассчитываемая плотность завышается, при подъеме — занижается. Рекомендуемая скорость записи в интервале детальных исследований — 400–600 м/ч.

3.6. СВЕТООПТИЧЕСКИЕ ДАТЧИКИ

Светооптические датчики получили распространение в зарубежной аппаратуре. В аппаратуре *Shlumberger* светооптический датчик называется *GHOST (Gas Holdup Optical Sensor Tool)*. В приборе *Flow Scanner* используется 6 датчиков *GHOST* размером 0,1 мм.

Основой метода является различие индекса преломления лучей света в воде, нефти и особенно в газе: у газа $\sim 1,0$, у нефти $\sim 1,5$, у воды $\sim 1,35$. Таким образом, в газе отмечается максимальная степень отражения световых лучей.

Метод позволяет наиболее уверенно выделять интервалы поступления газа, нефть и вода слабо различаются по индексу преломления.

Для определения газосодержания применяют статистический подход: используется некоторое значение порогового уровня отражения, характерного для нефти и воды, значения выше порогового уровня характеризуют присутствие газа.

Газосодержание определяется как продолжительность превышения порогового уровня к суммарному времени записи.

3.7. МЕТОДЫ НЕЙТРОННОГО АКТИВАЦИОННОГО АНАЛИЗА

Методы нейтронного активационного анализа (МНА, активационный каротаж) являются разновидностью нейтронного гамма-метода.

Наиболее распространенной модификацией является кислород-активационный нейтронный гамма-метод (КАНГМ), или кислородный метод, основанный на активации ядер кислорода ^{16}O потоком быстрых нейтронов с энергией 14 МэВ и последующей регистрации жесткого гамма-излучения. В результате активация ядер вблизи источника нейтронов происходит образование изотопа азота ^{16}N , при распаде которого возникают гамма-кванты с высокой энергией (6,13 МэВ и 7,12 МэВ), более чем в два раза превышающей естественное гамма-излучение горных пород. По интенсивности вторичного жесткого гамма-излучения можно судить о содержании кислорода в среде.

В колонне с известным диаметром строится градуировочная зависимость между интенсивностью регистрируемого излучения от дебита воды. Для получения градуировочных зависимостей используются результаты модельных исследований (прибор помещают в цементный блок толщиной не менее 30 см и заполняют пресной водой), а также результаты одновременных замеров в нагнетательных скважинах методом КАНГМ и расходомером [10].

Существует модификация метода наведенной активности по натрию, которая используется в пластах с высокой минерализацией. Существенный недостаток: облучение жидкости (часть измерений необходимо проводить при остановке скважины).

Используются однозондовые и двухзондовые установки. Глубинность исследований — не более 20 см. Возможна непрерывная или поточечная запись.

Метод КАНГМ используется для выявления интервалов притока воды, установления интервалов затрубной циркуляции, определения границы подвижной и застойной воды, скорости движения воды по стволу скважины, водонефтяного и газовойдяного разделов в стволе скважины.

К преимуществам метода КАНГМ можно отнести возможность установления затрубной циркуляции воды при малом зумпфе (3–5 м), а также выделение притоков воды в перекрытых лифтовыми трубами интервалах. На показания кислородного метода не влияет минерализация воды.

Главные недостатки метода К НГМ: влияние на результаты измерений окружающих пород, а также сложный вид зависимости показаний метода от скорости и состава смеси в стволе скважины.

4. РАДИОГЕОХИМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Показания ГК в колонне систематически ниже, чем в открытом стволе (при записи кривой тем же прибором): металлическая колонна и цемент частично поглощают испускаемое породами естественное гамма-излучение (рис. 4.1.1, слева). Но в результате нормировки показаний происходит практически полное совмещение кривой ГК, записанной в открытом стволе, с кривой ГК после цементации скважины (рис. 4.1.1, справа).

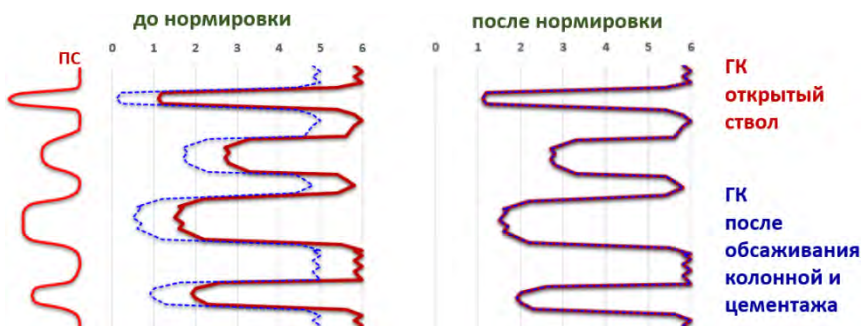


Рис. 4.1.1. Сравнение кривых ГК в открытом стволе и сразу после цементации скважины

В процессе разработки может происходить увеличение показаний на кривой ГК по сравнению с замером в открытом стволе. Радиогеохимический эффект (РГЭ, РГХА, РГХЭ) — явление изменения естественной гамма-активности в процессе разработки (см. рис. 4.1.2). Впервые эффект был открыт М. Х. Хуснуллиным.

Установлено, что интервалы радиогеохимического эффекта связаны с обводнением пласта: на многих месторождениях отмечается тесная связь между величиной РГЭ и степенью

выработки пласта. Наличие РГЭ в абсолютном большинстве случаев связано с обводнением (выработкой запасов): текущий характер насыщения в этих интервалах — либо вода (полная выработка), либо нефть с водой (частичная выработка).

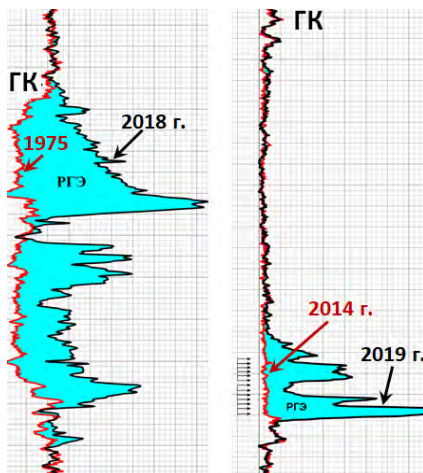


Рис. 4.1.2. Радиогеохимический эффект в терригенном (слева) и карбонатном (справа) коллекторе. Серым цветом отмечена кривая ГК на дату бурения; черным — нормированная кривая ГК через несколько лет разработки

Пластовые воды нефтяных месторождений содержат различные изотопы радия: ^{223}Ra , ^{224}Ra , ^{226}Ra , ^{228}Ra в концентрациях до 10^3 – 10^5 Бк/ м^3 [11]. Радий — щелочно-земельный металл, который является продуктом распада ураноториевой группы, т. е. естественных радиоактивных элементов горных пород. Химические свойства радия близки к барию, поэтому в природе оба этих элемента присутствуют вместе в виде солей радиобарита $\text{Ba}(\text{Ra})\text{SO}_4$, также встречаются соли радиокальцита $\text{Ca}(\text{Ra})\text{CO}_3$. Содержание радия заметно повышается при приближении к контуру нефтеносности. При контакте с водой радий переходит в воду.

На начальном этапе разработки контакт нефти с водой, а значит, повышенные концентрации радия отмечаются на уровне водонефтяного контакта (ВНК) до формирования зоны проникновения; в процессе разработки — на уровне текущего ВНК (при подъеме ВНК) и на фронте вытеснения (в системах с искусственным поддержанием пластового давления (ППД)).

В процессе фронтального вытеснения нефти водой в передней части фронта (на границе нефть/вода) повышаются концентрация и изотопный состав естественных радиоактивных элементов. Концентрация радия на фронте вытеснения увеличивается до $1,8 \cdot 10^6$ Бк/м³, т. е. становится в 100 раз выше, чем за контуром нефтеносности. Связано это с перераспределением изотопов радия между фазами пласта: изотопы радия из нефти, связанной воды и с поверхности минерального скелета переносятся в поток вытесняемой воды.

Когда фронт вытеснения доходит до добывающей скважины, происходит адсорбция радиоактивных солей радия на цементном кольце скважины. Часть солей оседает на поверхности цемента, часть — проникает в цемент (соли радия становятся химически связанными с цементом), адсорбция практически необратимая.

При контакте с водой ионы кальция из цемента (содержание СаО в цементе достигает 60%) замещаются ионами радия и бария, а присутствие сульфатов (которые находятся как в воде, так и в цементе) приводит к образованию практически нерастворимых солей радиобарита Ba(Ra)SO₄.

В момент времени, когда фронт вытеснения (граница нефть/закачиваемая вода) проходит через добывающую скважину, величина РГЭ определяется:

- объемом солей радия, которые адсорбировались на цементе: влияние этого эффекта практически не снижается во времени;
- концентрацией радия в воде радиоактивной оторочки: влияние на ГК многократно выше, чем влияние адсорбции радия на цементе, но этот эффект исчезнет после прохождения

радиоактивной оторочки воды, длительность данного эффекта не превышает двух месяцев [11].

Схема изменений показаний на кривой ГК при формировании РГЭ приведена на рис. 4.1.3. До подхода закачиваемой воды в добывающей скважине кривая ГК в обсаженном стволе соответствует фоновому замеру (кривой ГК, записанной сразу после цементации скважины). В момент прохождения закачиваемой воды величина РГЭ определяется двумя компонентами: РГЭ вследствие адсорбции солей на цементном камне (практически необратимая компонента) и РГЭ вследствие огромного содержания солей в воде на контакте нефть/вода (эта компонента после прохождения радиоактивной оторочки исчезнет). После прохождения закачиваемой воды величина РГЭ определяется только объемом солей радия, которые адсорбировались на цементе: таким образом, после прорыва радиоактивной оторочки РГЭ практически не снижается во времени, но может увеличиваться (рис. 4.1.4).

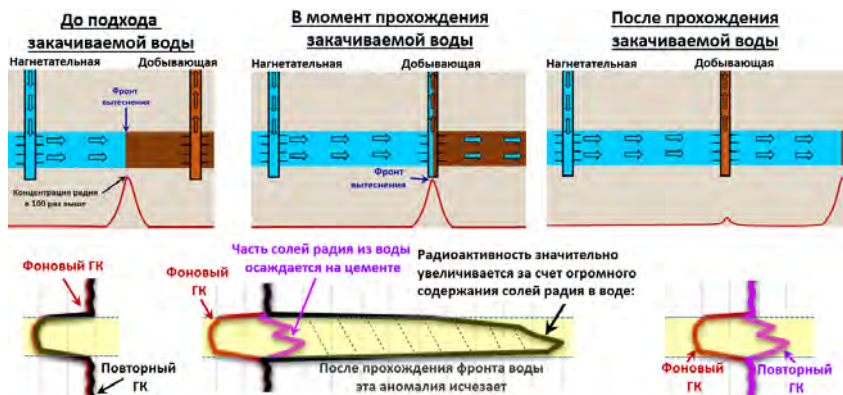


Рис. 4.1.3. Схема изменений показаний на кривой ГК при формировании РГЭ

При проведении плановых исследований в скважине вероятность зарегистрировать момент прохождения закачиваемой

воды (рис. 4.1.3, посередине) крайне низкая: даже для высокоминерализованных вод длительность эффекта не превышает двух месяцев, а для слабоминерализованных вод — ничтожно мала. Поэтому в абсолютном большинстве случаев регистрируется РГЭ уже после прохождения закачиваемой воды (рис. 4.1.3, справа), аномалия ГК будет обусловлена только отложениями радиоактивных солей на цементном камне (которые в дальнейшем практически не растворяются в воде), значит, РГЭ не снижается во времени. Но даже при регистрации момента прохождения закачиваемой воды полного снижения РГЭ не происходит и по наличию аномалии на кривой ГК можно судить о полном или частичном обводнении пласта.



Рис. 4.1.4. Изменение показаний на кривой ГК во времени в процессе обводнения

Для изучения процессов десорбции (вымывания адсорбированных в цементе солей радия) образцы с цементом насыщали раствором с предельной концентрацией солей бария, затем промывали дистиллированной водой. Даже при таких практически идеальных условиях из цемента растворялось не более 30% адсорбированных солей, поглощение которых было

обусловлено катионным обменом ионов [11]. При низких концентрациях растворения солей бария не отмечалось, так как основной объем радия находится в химически связанном состоянии. В целом радиобарит является плохим эманатором: коэффициент эманирования радия (вымывания из твердого состояния) составляет в среднем около 5%.

В реальных пластовых условиях концентрация солей, адсорбирующихся на цементе, не столь велика (особенно для низкоминерализованных пластов с небольшим содержанием сульфат-ионов), при этом в качестве вытесняющего агента не используется дистиллированная вода, а закачивается вода, по своим свойствам близкая к пластовой воде. Поэтому значимого вымывания солей радия на цементном кольце не происходит, РГЭ практически не снижается даже при прохождении огромных объемов закачиваемой воды. Адсорбция солей радия, отмечаемая после прохождения фронта закачиваемой воды, является необратимой.

Для надежного определения РГЭ необходимо в качестве фонового замера использовать замер после цементации, поскольку замер в открытом стволе не отражает влияния неравномерности распределения цемента на показания ГК, в крайних случаях можно использовать замер в открытом стволе с учетом данных по контролю качества цементации.

Стоит учитывать, что в процессе разработки возможно разрушение цементного камня, приводящее к увеличению показаний нормированной кривой ГК и формированию ложного РГЭ (рис. 4.1.5). При подозрении на разрушение цемента и при отсутствии актуальных замеров цементометрии необходимо игнорировать небольшие радиогеохимические аномалии, которые по абсолютному значению меньше уровня смещения кривых при нормировке. Повторный цементация может привести к снижению показаний на кривой ГК.

Формирование ложного РГЭ также отмечается при задавливании в пласт технической воды с высоким содержанием глинистых частиц.

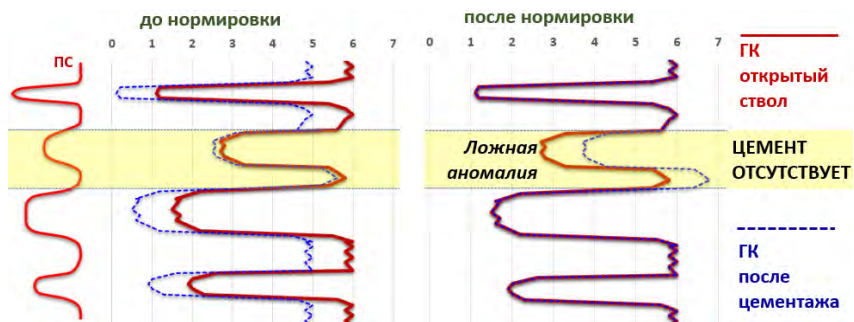


Рис. 4.1.5. Формирование ложного РГЭ при разрушении цементного камня

Если перфорировано два или более интервала в добывающей скважине, возможен переток воды по стволу скважины из промытого интервала перфорации в интервал перфорации с невыработанными запасами. При этом может отмечаться РГЭ. Главное условие для формирования перетока по стволу скважины: в невыработанном пласте должно произойти значительное снижение пластового давления до величин, меньших забойного давления в стволе скважины. Подобная картина наблюдается крайне редко. Например, в Западной Сибири при среднем пластовом давлении более 200 атм забойное давление, как правило, около 100 атм или ниже. Чтобы из скважины флюид начал поступать в невырабатываемый пласт, давление в нем должно снизиться ниже забойного (т. е. ниже 100 атм), что редко бывает на нефтяных месторождениях. Но это может наблюдаться на нефтяных месторождениях с пластовым давлением, близким к давлению насыщения, вследствие чего скважина работает на относительно высоких забойных давлениях, особенно в перфорированных газовых пластах, где разработка осуществляется без ППД и пластовое давление снижается значительно быстрее.

В необсаженной скважине (открытый ствол) возможно формирование временного РГЭ. Повышение показаний ГК

регистрируется в водоносной части пласта. Причем это явление отмечается только на кривых ГК, записанных сразу после вскрытия пласта, когда зона проникновения отсутствует. Тогда на повторном замере ГК, записанном после образования зоны проникновения, аномальное гамма-излучение начинает снижаться до фоновых значений, т. е. РГЭ исчезает.

Связано это с тем, что пластовые воды ниже ВНК содержат высокие концентрации изотопов радия. До образования зоны проникновения это явление проявляется повышенными показаниями ГК, т. е. если в открытом стволе ГК записан до формирования зоны проникновения — показания могут быть значительно завышены влиянием РГЭ и не отражать литологическую характеристику пород. В процессе формирования зоны проникновения пластовые воды с повышенной радиоактивностью оттесняются из прискважинной зоны, происходит уменьшение показаний ГК до фоновых (литологических) значений.

В обсаженной скважине при медленном стягивании ВНК (при низких скоростях вытеснения) может отмечаться сначала рост показаний ГК, затем их снижение до фоновых значений на уровне текущего ВНК. Особенно часто это отмечается в пластах с высокоминерализованными водами. Для исключения этих временных эффектов необходимо использовать все замеры ГК в скважине на разных этапах разработки.

РГЭ может не отмечаться в скважинах, пробуренных на поздней стадии разработки, т. е. после прохождения первых порций закачиваемой воды. Но, как правило, даже в таких скважинах через несколько лет отмечается хотя бы незначительный РГЭ.

В процессе разработки при прохождении закачиваемой воды или стягивании контура нефтеносности происходит увеличение естественной гамма-активности напротив обводняемого пласта (рис. 4.1.6). В интервалах, где характер насыщения существенно не изменился, РГЭ минимальный или отсутствует вовсе ($GK^{повтор} \approx GK^{фон}$). В полностью или частично промытых

водой интервалах, где текущий характер насыщения — нефть (газ) с водой или вода, отмечается наибольшая величина РГЭ ($GK_{повтор} \gg GK_{фон}$).

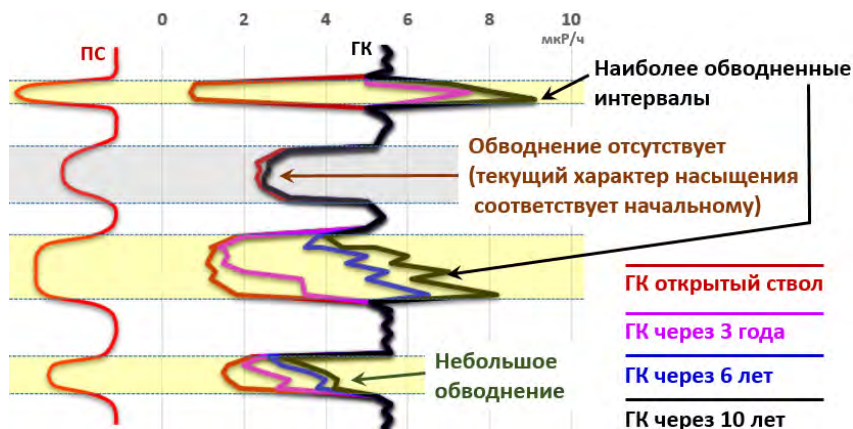


Рис. 4.1.6. Выделение по величине РГЭ наиболее промытых интервалов

Стоит учитывать, что есть месторождения, на которых РГЭ не образуется, особенно при очень высоких скоростях фильтрации (прорывное вытеснение).

РГЭ может отмечаться в безводных скважинах, особенно в гидрофобных коллекторах. Если не принимать в расчет исключительные ситуации, наличие РГЭ в гидрофобном коллекторе — это ранний признак будущего прорыва закачиваемой воды по этому интервалу. Если скважина работает безводной нефтью при наличии РГЭ, значит, произошло частичное вытеснение нефти, коэффициент нефтенасыщенности снизился, но его снижение недостаточно для формирования двухфазного потока (значение, при котором вместе с нефтью возможно движение воды, определяется кривыми фазовой проницаемости). Например, в гидрофобных коллекторах при начальной нефтенасыщенности около 95% РГЭ начинает проявляться уже

при снижении нефтенасыщенности до 80–85%, однако при такой насыщенности вода неподвижная. Дальнейшее снижение нефтенасыщенности (ниже 70–75%) приводит к росту обводненности продукции. Обычно в таких коллекторах РГЭ отмечается на 2–3 года раньше скачка обводненности (зависит от темпов отборов нефти).

РГЭ формируется непропорционально объему закачиваемой воды. Наибольшая величина аномалии формируется при прохождении первых порций закачиваемой воды (оторочки). В дальнейшем возможно некоторое увеличение аномалии до определенного предела, выше которого показания ГК больше не увеличиваются, несмотря на то, какие объемы воды проходят через скважину.

Если после прохождения первых порций закачиваемой воды принципиально система разработки не менялась (не проводилась изоляция некоторых интервалов перфорации, выравнивание профилей притока/приемистости и прочие мероприятия, изменяющие направление фильтрационных потоков в пласте), то по величине РГЭ можно судить о степени разработки пласта. В противном случае можно с уверенностью говорить лишь о том, что в интервале с РГЭ происходит полное или частичное обводнение, степень обводнения не определяется.

Таким образом, если отмечается РГЭ:

- пласт обводняется закачиваемой водой (прорыв фронта вытеснения) или пластовой водой (стягивание контура);
- характер насыщения изменился: произошло либо частичное обводнение (текущее насыщение: нефть + вода), либо полное обводнение (текущее насыщение: вода, $K_n^{тек} \approx K_{он}$);
- чем сильнее аномалия ГК, тем сильнее степень обводнения пласта.

В пластах, где РГЭ отсутствует:

- пласт практически не вырабатывается;

- характер насыщения существенно не изменился: текущее насыщение соответствует начальному, $K_{н\text{тек}} \approx K_{н\text{нач}} \pm (5-10\%)$.

Данные утверждения справедливы не для всех пластов. Для достоверной оценки в наблюдательной скважине необходимо выявить связь между степенью выработки пласта и изменениями в показаниях ГК: по методам количественной оценки текущей нефтегазонасыщенности (рассмотрены в главе 8) определяется степень выработки пласта; в наиболее выработанных интервалах должен отмечаться наибольший РГЭ. Если эта связь отмечается, значит, для данного пласта можно использовать РГЭ при контроле за обводнением.

Пример применения РГЭ для принятия решения об изоляции промытого интервала приведен на рис. 4.1.7. На дату проведения исследований фактическая обводненность составляла 99%, дебит нефти — 0,5 т/сут. Дальнейшая работа скважины в данном режиме экономически нерентабельна. По резистивиметру из верхнего интервала перфорации отмечается рост проводимости, по влагомеру — увеличение обводненности, на ГК — сильный РГЭ. Очевидно, что основной объем воды поступает из верхнего интервала перфорации, его необходимо изолировать. Вместе с тем при наличии такого же РГЭ, но при меньшей обводненности (например, 50%) изоляция интервала была бы нецелесообразной. Наличие РГЭ свидетельствует об обводнении интервала, но не всегда возможно оценить степень этого обводнения (текущий характер насыщения — либо нефть с водой, либо вода), поэтому при интерпретации необходимо использовать дополнительную информацию (фактическую обводненность скважины и ее дебит, результаты анализа поверхностных проб воды, степень обводнения соседних скважин в зависимости от того, какие интервалы вскрыты перфорацией, и т. д.).

РГЭ — это метод оценки характера насыщения на качественном уровне, для принятия решения о каких-либо меро-

притиях по изоляции водопритоков и повышению продуктивности скважины необходимо проведение специальных методов, позволяющих количественно оценить текущий коэффициент нефтегазонасыщенности. Но в отдельных случаях этого метода в комплексе с информацией о фактическом дебите и обводненности скважины достаточно для принятия решения об изоляции обводненных интервалов.

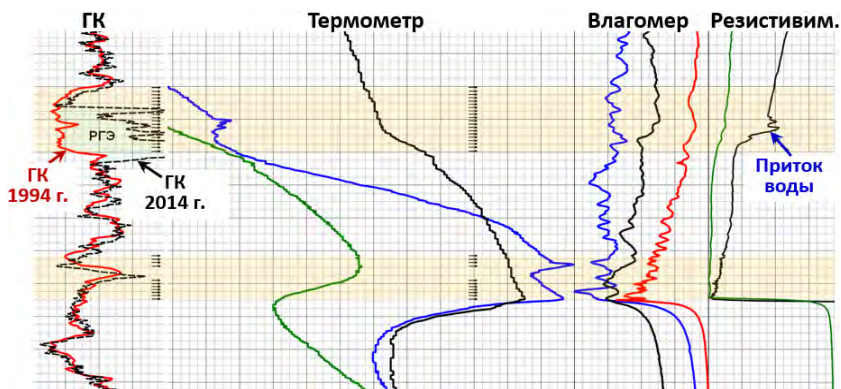


Рис. 4.1.7. Применение РГЭ для определения промытых закачиваемой водой интервалов

РГЭ является одним из самых эффективных и простых способов определения заводненных интервалов. На большом количестве месторождений в самых различных нефтегазоносных провинциях отмечается тесная связь между обводненностью продукции и величиной РГЭ.

5. ТЕРМОМЕТРИЯ

5.1. ЗАДАЧИ И ОСНОВНЫЕ ЭФФЕКТЫ, РЕГИСТРИРУЕМЫЕ ТЕРМОМЕТРИЕЙ

Под действием теплового потока из недр Земли происходит естественное увеличение температуры с глубиной, которое характеризуется термоградиентом.

Средняя величина термоградиента — $3\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. В различных нефтегазоносных провинциях возможно существенное отклонение от этой величины. Так, в Томской и Новосибирской областях величина термоградиента в среднем составляет $3,6\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, Тюменской области — $3,1\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, Якутии — $2,3\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, Иркутской области — $0,9\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

Метод термометрии применяется для решения следующих задач:

- выявление заколонных, внутриколонных и затрубных перетоков;
- выделение работающих интервалов;
- определение состава флюида: интервалов поступления газа, нефти и воды;
- определение мест негерметичности обсадной колонны (в том числе через НКТ), дополнительных колонн и забоя скважины;
- контроль за перфорацией колонны;
- контроль за гидроразрывом пласта;
- выявление обводненных интервалов;
- определение пластовой и забойной температуры;
- определение динамического уровня жидкости и нефтеводораздела в межтрубном пространстве;
- контроль работы и местоположения глубинного насоса, воронки НКТ.

Преимущества термометрии:

- самый простой, но при этом достаточно эффективный метод определения заколонных перетоков;
- возможность выявлять притоки из низкодебитных интервалов, когда другие методы потокометрии неэффективны;
- выявление интервалов обводнения при любой минерализации воды;
- возможность проведения исследований в объектах, перекрытых НКТ;
- более точная отбивка нижнего работающего интервала по сравнению с механической расходомерией.

В геофизике применяются электронные термометры: при изменении температуры происходит изменение сопротивления резистора. Датчики выполнены из платины, сопротивление которой стабильно и в широких диапазонах линейно зависит от температуры. Прибор постоянно регистрирует сопротивление терморезистора, который по калибровочной таблице соотносится с температурой окружающей среды. Чувствительный элемент содержится в герметичном корпусе, находящемся в полуоткрытой проточной камере, внутренняя часть которой омывается флюидом. Современная аппаратура позволяет определять температуру в пластах до 280 °С и давление до 130 МПа с разрешающей способностью до 0,003 °С.

В работающей скважине происходит изменение термоградиента. Для восстановления термоградиента скважину нужно остановить не менее чем на 10 дней. В отдельных случаях для восстановления термоградиента может потребоваться несколько месяцев, а в нагнетательных скважинах на восстановление термоградиента может уйти несколько сотен лет.

Основные эффекты, определяющие изменение температуры в стволе скважины:

- адиабатический эффект: наблюдается при снижении давления и сопровождается охлаждением пласта, наиболее часто проявляется в газовых пластах;

- дроссельный эффект (эффект Джоуля–Томсона): приток из пласта в скважину приводит к разогреву (в интервалах притока нефти или воды) или охлаждению (в интервалах притока газа);

- калориметрический эффект: в добывающей скважине поток с некоторой температурой движется по стволу вверх, притоки из вышележащих интервалов смешиваются с этим восходящим потоком, в результате дроссельный эффект «смывается» восходящим потоком жидкости;

- баротермический эффект: соответствует дроссельному эффекту при стационарном режиме; на нестационарных режимах (когда происходит значительное изменение депрессии во времени) зависит от проницаемости коллектора и вязкости (при резком изменении депрессии в начальный период максимальный эффект наблюдается в наиболее подвижном флюиде);

- теплообмен с горными породами: температура в скважине после какого-либо изменения постепенно стремится к температуре окружающих пород, т. е. к термоградиенту.

5.2. АДИАБАТИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Адиабатическое расширение жидкостей и газов сопровождается понижением температуры, но незначительно влияет на температурные изменения внутри пласта и забоев действующих скважин вследствие большой теплоемкости горных пород.

На установившихся режимах работы нефтяных скважин адиабатическим эффектом можно пренебречь. Быстрое изменение давления в скважине (например, после стравливания) приводит к возникновению адиабатического эффекта расширения или сжатия по следующему закону:

$$\Delta T = \Delta P \cdot \sigma,$$

где ΔT — изменение температуры; ΔP — депрессия; σ — коэффициент адиабатического расширения или сжатия, который для нефти — $\sigma_n \approx 0,13$ °С/МПа, для воды — $\sigma_v \approx 0,02-0,03$ °С/МПа.

Адиабатический эффект для нефти примерно в 5 раз больше, чем для воды. Например, при падении давления на 50 атм, что наблюдается после стравливания, вода охлаждается на 0,10–0,15 °С, а нефть — на 0,65 °С.

Наиболее часто адиабатический эффект наблюдается:

- при резких снижениях давления и сопровождается охлаждением пласта, наиболее часто проявляется в газовых пластах;
- при переводе скважины из-под закачки на режим разлива (температура в зумпфе скважины становится ниже, чем при закачке).

В газовых пластах довольно часто отмечается аномалия охлаждения, даже если интервал не перфорирован: если в соседней газовой скважине осуществляется отбор газа, то будет происходить снижение пластового давления, а значит, адиабатическое расширение газа, сопровождающееся охлаждением пласта. Охлаждение напротив неперфорированных газовых интервалов связано с разработкой пласта и не является признаком перетока. Если такую неперфорированную скважину исследовать на различных депрессиях, термоаномалия будет оставаться неизменной.

Адиабатический эффект не характеризует интервалы притока, а связан с изменением объема флюида в стволе скважины или пласте, которое происходит при изменении давления и приводит к изменению термоградиента по всему объему (стволу скважины или пласту).

5.3. ДРОССЕЛЬНЫЙ ЭФФЕКТ

Дроссельный эффект, или эффект Джоуля–Томсона, наблюдается при движении флюида через среду, обладающую фильтрационным сопротивлением. Коэффициент Джоуля–Том-

сона характеризует изменение температуры, возникающее при снижении давления на одну атмосферу:

$$\Delta T = \Delta P \cdot \varepsilon,$$

где ε — коэффициент Джоуля–Томсона, который для воды — $\varepsilon_w \approx 0,02$ °С/атм (минерализованная вода — $0,0225$ °С/атм, пресная — $0,0216$ °С/атм), для нефти — $\varepsilon_n \approx 0,04$ – $0,06$ °С/атм, для газа $\varepsilon_g \approx -(0,2$ – $0,5)$ °С/атм.

Притоки нефти и воды сопровождаются разогревом, причем приток нефти отмечается вдвое большим разогревом, чем притоки такого же объема воды (рис. 5.3.1). Притоки газа сопровождаются охлаждением, величина термоаномалии в 10 раз выше, чем в интервалах притока нефти или воды при том же дебите. Интервалы разгазирования нефти также отмечаются охлаждением (при значительном газовом факторе: более $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$).



Рис. 5.3.1. Дроссельный эффект на термограмме в интервалах притока газа (слева), нефти (посередине) и воды (справа) при отсутствии калориметрического эффекта

После остановки скважины с повышением забойного давления и снижением депрессии отмечается восстановление термоградиента (снижение температуры в нефтяных и водоносных пластах, увеличение — в газовых пластах).

Пример применения термометрии для определения работающих интервалов в горизонтальной скважине приведен на рис. 5.3.2. Скважина безводная, работает нефтью. Интервалы притока отмечаются характерным разогревом на кривой термометрии вследствие проявления дроссельного эффекта.

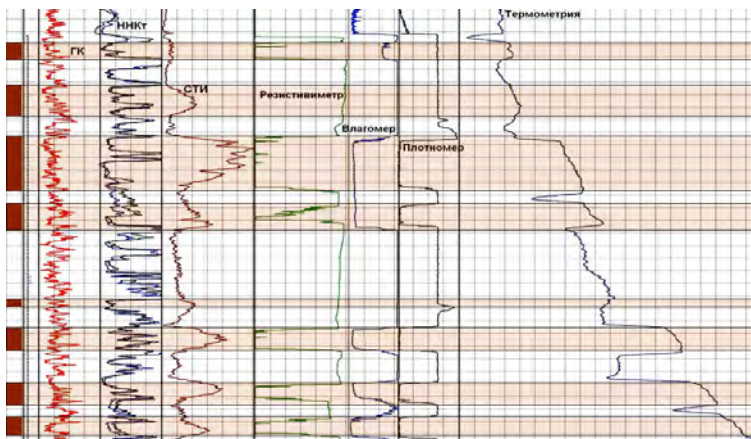


Рис. 5.3.2. Определение работающих интервалов в горизонтальной скважине по термометрии

Обводнение нефтяного пласта сопровождается снижением температурной аномалии вследствие дросселирования (при неизменной депрессии ΔP) за счет смены фильтрующегося флюида с нефти на воду. Помимо этого, в пласт с поверхности закачивается вода, температура которой значительно меньше пластовой. Поэтому при обводнении пласта часто отмечается отрицательная температурная аномалия, связанная с прорывом более холодной закачиваемой воды.

При обводнении газового пласта водой охлаждающий эффект уменьшается с увеличением доли жидкой фазы. При обводненности свыше 60% охлаждение вследствие дросселирования газа невозможно, отмечается только разогрев.

5.4. КАЛОРИМЕТРИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Калориметрический эффект — это эффект, возникающий при смешивании потоков разной температуры. В результате калориметрического эффекта устанавливается неко-

торая средняя температура между температурой флюида, поступающего из пласта, и температурой потока, восходящего по стволу скважины, т. е. поступающего из всех нижележащих интервалов перфорации. Температура потока после смешивания есть некоторая функция температуры двух смешивающихся потоков, их дебитов и теплоемкости.

При поступлении нефти в поток воды (или газа в поток жидкости) отмечается явление конвекции: на частички нефти или газа действует выталкивающая сила Архимеда, при всплывании они захватывают воду и переносят ее вверх. Затем отмечается нисходящее движение жидкости. Это приводит к затягиванию аномалии калориметрического смешивания.

Если бы калориметрического эффекта не было в скважине, отмечался бы только дроссельный эффект (см. рис. 5.4.1, слева), т. е. в интервалах притока жидкости (нефти или воды) отмечался бы разогрев: при одинаковом дебите и одинаковом составе флюида — одинаковая положительная термоаномалия. В действующей добывающей скважине отмечается калориметрический эффект, «смывающий» дроссельную термоаномалию (см. рис. 5.4.1, справа). Наиболее четко отмечается приток из нижнего интервала, напротив которого регистрируется разогрев, величина которого определяется дроссельным эффектом. Выше поток движется по стволу скважины с этой температурой, но вследствие влияния горных пород происходит характерный наклон кривой термометрии в сторону термоградиента (чем выше дебит пропластка, тем сильнее поток в стволе скважины и ниже влияние горных пород: наклон кривой термометрии смещается вправо). Напротив вышележащего пропластка регистрируемая температура есть нечто среднее между температурой восходящего потока (*точка 1*) и той температурой, которая была бы вследствие дроссельного эффекта (*точка 2*).

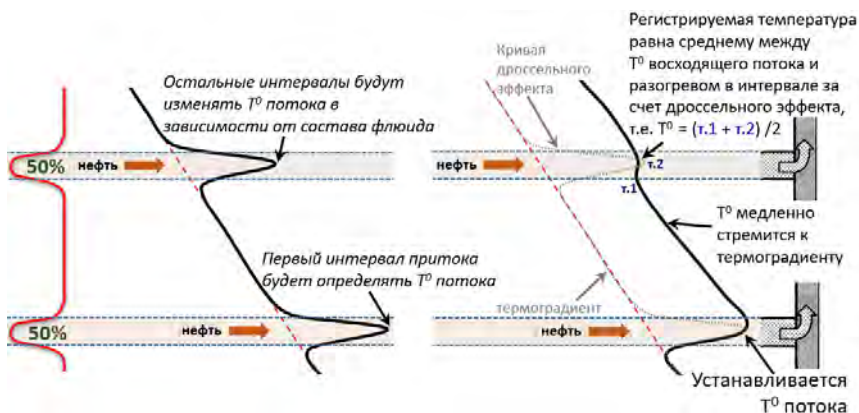


Рис. 5.4.1. Теоретические кривые термометрии в отсутствии (слева) и при наличии (справа) calorиметрического эффекта при одинаковом дебите

При разных дебитах величина температурной аномалии устанавливается пропорционально дебитам (рис. 5.4.2). В случае, если величина разогрева пласта вследствие дроссельного эффекта ниже температуры потока (рис. 5.4.2, справа), регистрируется охлаждение напротив интервала притока. Если величина разогрева пласта вследствие дроссельного эффекта выше температуры потока (рис. 5.4.2, слева), более холодный поток снизу занижает этот эффект. Однако при очень высоких дебитах из верхнего интервала и очень низких дебитах из нижнего влияние calorиметрического смешивания будет минимальным и регистрируемая термограмма будет выходить на максимум дроссельного эффекта.

Таким образом, calorиметрический эффект «смывает» дроссельную аномалию всех вышележащих интервалов. Без учета этого фактора визуально создается впечатление, что основной приток поступает из нижнего пласта.

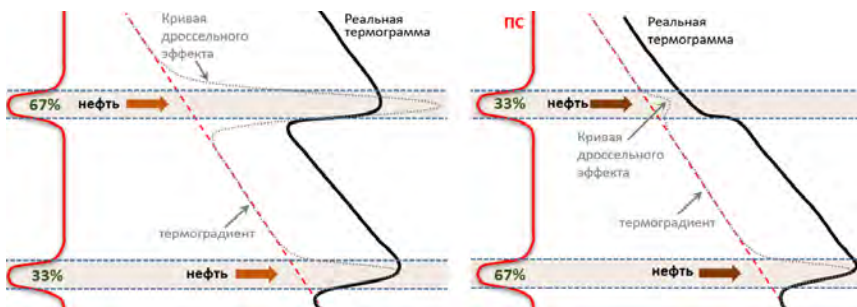


Рис. 5.4.2. Влияние калориметрического эффекта на термограмму при разном соотношении дебитов из верхнего и нижнего пропластка

В случае притока разных флюидов величина термоаномалии будет определяться не только дебитом пропластков, но и коэффициентом Джоуля–Томсона, который в нефти в 2–3 раза выше, чем в воде. Поэтому при одинаковом дебите дроссельный эффект напротив водонасыщенного интервала в 2–3 раза ниже, а за счет калориметрического смешивания регистрируется снижение температуры (рис. 5.4.3, слева). В газе дроссельный эффект в 3–12 раз выше, чем в нефти и с отрицательным знаком. Поэтому притоки газа (рис. 5.4.3, справа) характеризуются резким снижением температуры, причем влияние калориметрического эффекта не столь значительное.

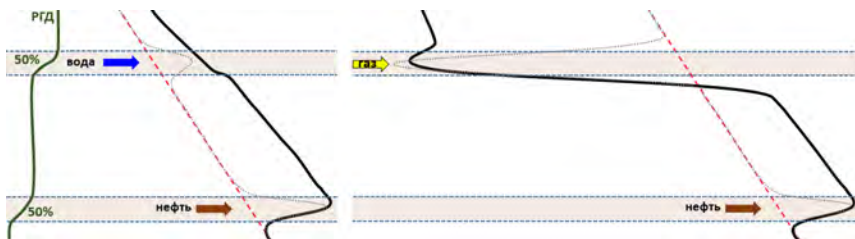


Рис. 5.4.3. Влияние калориметрического эффекта на термограмму при разном составе притока (стационарный режим)

Если дроссельный эффект напротив вышележащего интервала будет равен температуре потока, то на кривой термометрии интервал не будет отмечаться как работающий (рис. 5.4.4). Замер только одной кривой термометрии на одном режиме эксплуатации (при постоянной депрессии) не позволяет надежно оценивать работающие интервалы пласта.



Рис. 5.4.4. Отсутствие термоаномалии на кривой термометрии из верхнего интервала при стационарном режиме исследований

Традиционно считается, что обводнившиеся интервалы на термограмме отмечаются охлаждением, поскольку закачиваемая с поверхности вода, как правило, значительно меньшей температуры, чем пластовая. При прорыве закачиваемой воды может отмечаться аномально высокий разогрев обводненного пропластка, но только в начальный период прорыва закачиваемых вод (на фронте вытеснения) в результате взаимного влияния нефти и воды. Максимальный эффект аномального разогрева отмечается при поршневом вытеснении сильно вязкой нефти [12]. Это связано с тем, что закачиваемая вода при движении по пласту обменивается температурой с горными породами, и в начальный период времени породы нагревают

закачиваемую воду, поэтому охлаждение не отмечается, а регистрируется разогрев вследствие дроссельного эффекта.

После длительной прокачки закачиваемой воды горные породы охлаждаются и регистрируется классическая картина: промытые интервалы отмечаются охлаждением.

5.5. НЕСТАЦИОНАРНЫЕ РЕЖИМЫ, БАРОТЕРМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Для надежного выделения работающих интервалов используется как минимум несколько замеров термометрии на различных режимах (депрессиях), т. е. проводятся исследования на нестационарных режимах.

После остановки скважины калориметрический и дроссельный эффекты будут постепенно затухать, но с разной интенсивностью: наиболее быстро затухает калориметрический эффект (эффект смешивания потоков), так как движение в стволе скважины прекращается. Температура будет стремиться к термоградиенту, причем в неколлекторах и неработающих интервалах термоградиент восстанавливается значительно быстрее.

Снижение термоаномалии во времени (после остановки скважины) — качественный признак поступления притока из интервала, который указывает на связь термоаномалии с депрессией, т. е. говорит о гидродинамической связи ствола скважины и пласта.

На рис. 5.5.1 приведена схема изменения кривых термометрии после остановки скважины. Из нижнего интервала поступает приток: в работающем режиме будет отмечаться максимальная термоаномалия (максимальная депрессия). После остановки скважины забойное давление увеличивается, депрессия начинает снижаться, термоаномалия также снижается. Через несколько дней термоаномалия полностью исчезает и температура соответствует геотермическому градиенту.

В вышележащем интервале по данным механической расходомерии приток отсутствует, на термограмме регистрируется аномалия охлаждения, но она не уменьшается со снижением депрессии. Отсутствие связи между депрессией и величиной термоаномалии свидетельствует о том, что приток из интервала не поступает, термоаномалия связана с тем, что пласт обводнен (в пласт закачан большой объем воды, температура которой существенно ниже пластовой).



Рис. 5.5.1. Кривые термометрии после остановки скважины

Основные преимущества исследований на нестационарных режимах:

- несколько кривых термометрии: при изменении депрессии меняется величина термоаномалии, что является качественным признаком того, что интервал работает (есть гидродинамическая связь пласта со стволом скважины);
- легко исключить влияние термоаномалий, не связанных с притоком;
- после остановки скважины калориметрический эффект, искажающий дроссельную аномалию, резко снижается.

Большой объем низкодебитных скважин исследуется по технологии компрессирования. В скважину спускают НКТ, оборудованные в нижней части специальными пусковыми клапанами. С помощью компрессора в межтрубное пространство закачивают воздух.

Схема исследований при компрессорной обработке приведена на рис. 5.5.2 [9]. В начальный момент (I) скважина простаивает, забойное давление равно пластовому, депрессия отсутствует. Затем (II) с помощью компрессора в межтрубное пространство закачивается газ, который начинает вытеснять (задавливать) жидкость: частично в НКТ, частично в интервал перфорации. В этот момент в скважине сформирован режим нагнетания (репрессии): забойное давление превышает пластовое. Далее (III) газ достигает пускового клапана (отверстия в нижней части НКТ), после прорыва газа и его стравливания происходит резкое снижение забойного давления: режим репрессии сменяется на режим максимальной депрессии, отмечается наибольший приток из пласта. Затем, если закачка газа прекращена (IV), забойное давление постепенно восстанавливается (увеличивается), депрессия и приток из пласта снижаются. По истечении некоторого времени (V) скважина возвращается в исходное простаивающее состояние.

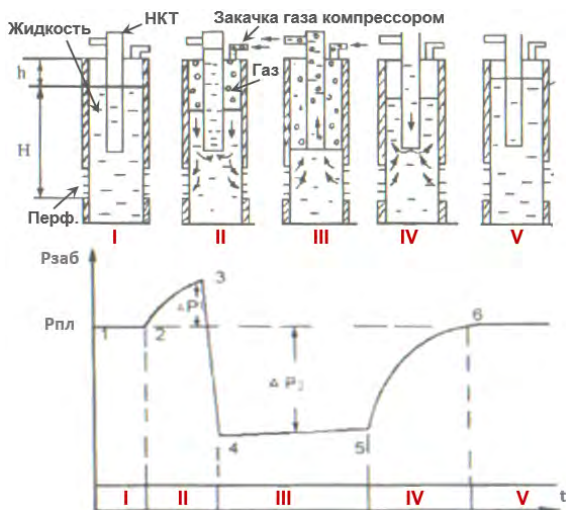


Рис. 5.5.2. Схема проведения исследований при компрессорной обработке пласта [9]

Исследования при компрессировании проводятся при спущенном через НКТ приборе. Во время компрессирования регистрируются параметры работы пласта на репрессии: в работающих интервалах отмечается термоаномалия охлаждения вне зависимости от типа флюида, насыщающего пласт.

Технология компрессирования позволяет не только улучшить состояние призабойной зоны пласта (это технология освоения скважин), но и исследовать скважину на различных депрессиях. Влияние калориметрического эффекта (искажающего показания) после стравливания резко снижается.

Пример скважины, исследованной по технологии компрессирования, приведен на рис. 5.5.3. Начальное пластовое давление равно 200 атм. При компрессировании забойное давление увеличилось до 223 атм, отмечается охлаждение в интервале перфорации. После стравливания газа скважина работала в режиме максимальной депрессии (забойное давление — 140 атм), отмечается максимальный разогрев напротив работающих интервалов. Затем по мере восстановления забойного давления (и снижения депрессии) термоаномалия разогрева постепенно снижается.

Сразу после стравливания происходит резкое снижение забойного давления (скважина с режима репрессии переходит на режим максимальной депрессии). При таких резких перепадах давления определяющая роль отводится баротермическому эффекту: при резком изменении депрессии в начальный период времени максимальная термоаномалия наблюдается в наиболее подвижном флюиде (воде), менее подвижный флюид (нефть) реагирует на изменения давления с запозданием в несколько часов.

При резких перепадах давления происходит нарушение закона Джоуля–Томсона: максимальный приток (и максимальная термоаномалия) в первые часы поступает из наиболее подвижного флюида, лишь через некоторое время, когда скважина перейдет в стационарный режим (режим относительно постоянных депрессий и дебитов), величина термоаномалии будет

вновь определяться дроссельным эффектом. При резких перепадах давления термоаномалия зависит не только от дебита (как следует из закона Джоуля–Томсона), но и от проницаемости коллектора и вязкости флюида. При одинаковом составе притока или при стационарных режимах баротермический эффект равен дроссельному эффекту.

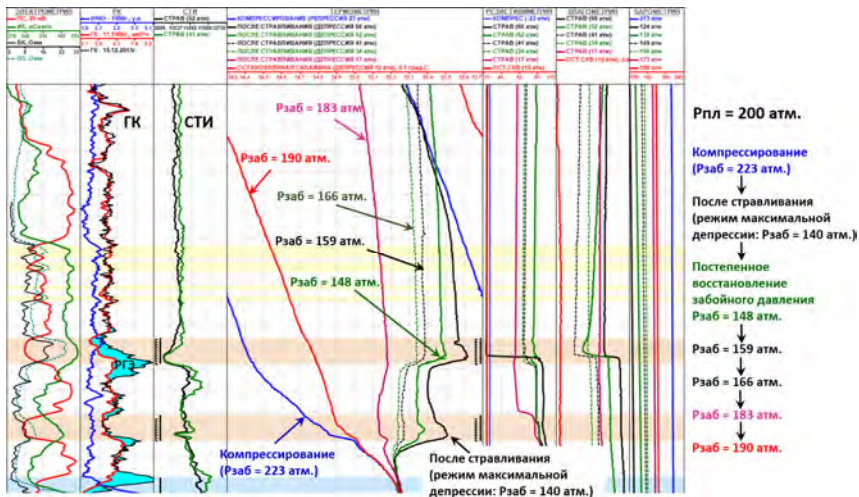


Рис. 5.5.3. Кривые термометрии в скважине, исследованной по технологии компрессирования

Таким образом, на нестационарных режимах в первые часы степень разогрева пласта определяется подвижностью флюида, на больших временах — коэффициентом Джоуля–Томсона. По сравнению с нефтью вода — более подвижный флюид, вода быстрее реагирует на резкое изменение давления в скважине: быстрее формируется дроссельный эффект при создании депрессии и быстрее исчезают термоаномалии после остановки скважины.

Первые несколько часов после компрессирования — основной приток (и термоаномалия) отмечается в водонасыщенных

интервалах. Аномалия быстро затухает, термоградиент в водонасыщенных интервалах восстанавливается существенно быстрее. Формирование термоаномалии остаточного разогрева заканчивается через один час при эффективной толщине 1 м [12].

В нефтенасыщенных интервалах первые часы может отмечаться крайне слабый приток, но со временем приток и термоаномалия увеличиваются. Формирование термоаномалии остаточного разогрева заканчивается через 15 часов при эффективной толщине 1 м [12].

Схема регистрации инверсии дроссельного эффекта в первые часы после стравливания приведена на рис. 5.5.4. После стравливания в первые часы максимальная термоаномалия отмечается в водонасыщенном интервале, но она быстро затухает. В нефтенасыщенном, наоборот, отмечается небольшая термоаномалия в первые часы, затем ее рост в течение некоторого времени, далее затухание. Происходит явление инверсии дроссельного эффекта.

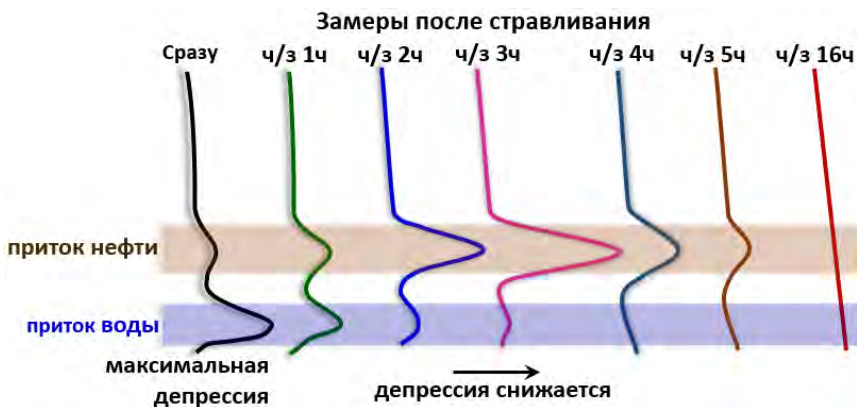


Рис. 5.5.4. Инверсия дроссельного эффекта в нефтенасыщенных интервалах в первые часы после стравливания

Изменение величины термоаномалии после стравливания в нефти и воде схематично показано на рис. 5.5.5. В водонасыщенном интервале сразу (в зависимости от коллекторских свойств не более чем через час) после стравливания регистрируется максимальная термоаномалия разогрева, в дальнейшем при снижении депрессии термоаномалия интенсивно снижается, что соответствует закону Джоуля–Томсона. В нефтенасыщенном интервале сразу после стравливания термоаномалия незначительная, лишь через некоторое время (3 часа) формируется максимальная термоаномалия разогрева. В нефтенасыщенном интервале в первые часы при снижении депрессии отмечается рост термоаномалии, т. е. инверсия дроссельного эффекта. В дальнейшем происходит классическое снижение термоаномалии.

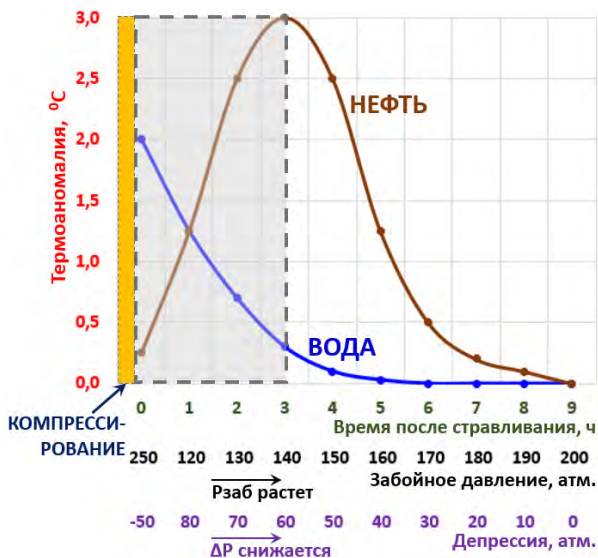


Рис. 5.5.5. Схема изменения величины термоаномалии в нефти и воде сразу после стравливания

Длительность температурной инверсии обычно составляет первые 3–5 часов после стравливания. С уменьшением проницаемости время температурной инверсии возрастает и может превышать 10 часов (при $K_{np} < 100$ мД): на протяжении этого времени разогрев в воде выше, чем в нефти при том же дебите [12]. Но на практике столь длительные времена температурной инверсии отмечаются крайне редко, так как слабопроницаемые коллектора преимущественно разрабатываются с применением технологии ГРП, за счет чего фактическая проницаемость в области дренирования существенно увеличивается. Явление температурной инверсии также может отмечаться в горизонтальных скважинах.

По наличию инверсии дроссельной аномалии эффективно выделяются притоки нефти в достаточно сложных геолого-технологических условиях, когда другие методы потокометрии неэффективны. Существенное ограничение методики — присутствие в продукции газа, наличие которого значительно меняет вязкость флюида. Кроме того, присутствие газа приводит к формированию отрицательной термоаномалии, что может компенсировать положительную дроссельную аномалию, регистрируемую в жидкостях (нефти или воде). Температурная инверсия не отмечается при избыточном задавливании жидкости в пласт: все интервалы длительное время будут работать технической водой, до ее отработки разделение нефтенасыщенных интервалов от водонасыщенных невозможно (но это ограничение справедливо для всех методов потокометрии).

5.6. ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ РАЗГАЗИРОВАНИИ НЕФТИ

При снижении забойного давления ниже давления насыщения из нефти начинает выделяться растворенный в ней газ. Если забойное давление снизилось ниже давления насыщения:

- из нефтенасыщенных интервалов будет отмечаться приток газа: регистрируется охлаждение на термограмме (чем ниже забойное давление, тем сильнее охлаждение); при снижении забойного давления отмечается приращение показаний нейтронного каротажа, снижение показаний на кривых плотнометрии, резистивиметрии, влагометрии; регистрируемые эффекты исчезают при увеличении забойного давления до уровня, который выше давления насыщения;

- из водонасыщенных интервалов отмечается приток пластовой воды: регистрируется максимальный разогрев на термограмме (чем ниже забойное давление, тем сильнее разогрев); при снижении забойного давления отсутствуют значимые изменения на кривых нейтронного каротажа, плотнометрии, резистивиметрии, влагометрии;

- из промытых интервалов отмечается приток закачиваемой воды: регистрируется охлаждение на термограмме (закачиваемая с поверхности вода приводит к охлаждению пласта, чем ниже забойное давление, тем сильнее разогрев), при снижении забойного давления отсутствуют значимые изменения на кривых нейтронного каротажа, плотнометрии, резистивиметрии, влагометрии.

5.7. ИССЛЕДОВАНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПОД ЗАКАЧКОЙ

Под закачкой от агрегата (передвижной емкости) могут исследоваться низкодебитные добывающие скважины, что позволяет более уверенно выделять работающие интервалы за счет создания большего перепада давлений (репрессии). Сама технология исследований добывающих скважин под закачкой от агрегата существенно не отличается от технологии исследований нагнетательных скважин (рассмотрено в § 5.8).

На ранней стадии разработки работающие интервалы в добывающей скважине, исследованной на притоке и под закачкой, существенно не отличаются.

На поздней стадии разработки в случаях, когда интервал не работал в добывающей скважине из-за снижения пластового давления, под закачкой, наоборот, будет отмечаться интенсивное поглощение закачиваемой воды. Если интервал не работал вследствие ухудшенных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) или состояния призабойной зоны, то работающие интервалы в скважине, исследованной на притоке и под закачкой, существенно не отличаются.

5.8. ИССЛЕДОВАНИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Как правило, в нагнетательные скважины осуществляется закачка воды, температура которой существенно ниже температуры пласта. В результате закачки происходит охлаждение пласта не только вблизи нагнетательной скважины, но и в добывающих скважинах, когда закачиваемая вода подходит к ним.

Исследования нагнетательных скважин только лишь на стационарном режиме неэффективны. Поэтому исследования проводят на нескольких режимах: под закачкой, после прекращения закачки, в остановленной скважине, на изливе.

В режиме под закачкой (рис. 5.8.1) в скважине формируется режим репрессии, когда в пласт закачивается вода. На этом режиме по термометрии наиболее четко отмечается лишь нижняя граница приемистости, верхняя граница приемистости слабо дифференцируется на фоне огромного потока холодной воды, движущейся по стволу (чем выше приемистость скважины, тем сложнее выделение кровли работающего интервала). Дополнительно возможно проведение исследований при частичной закачке, когда в скважине устанавливается меньшая репрессия, вследствие чего поток в стволе скважины уменьшает-

ся, что позволяет более отчетливо выделять кровлю работающего интервала. По замеру под закачкой в нагнетательной скважине уверенно можно определить только нижнюю границу приемистости.

Режим после прекращения закачки (см. рис. 5.8.2) характеризуется снижающейся репрессией на пласт, стремящейся со временем к нулю. На термограмме регистрируются постепенное снижение аномалии охлаждения, увеличение температуры и частичное восстановление термоградиента (учитывая огромные объемы закачиваемой в пласт воды, полного восстановления термоградиента может не отмечаться даже за несколько десятков лет). В неработающих интервалах термоградиент восстанавливается существенно быстрее.



Рис. 5.8.1. Кривые термометрии под закачкой:

слева — приемистость только в подошве;
 посередине — по всей толщине; справа — только в кровле

Через некоторое время, когда репрессия станет нулевой, на термометрии может быть зарегистрирован режим остановленной скважины, когда в работающих интервалах регистрируется остаточное охлаждение пласта, а выше и ниже интервалов приемистости кривая термометрии соответствует термоградиенту.



Рис. 5.8.2. Кривые термометрии после закачки:
 слева — приемистость только в подошве;
 посередине — по всей толщине; справа — только в кроне

В нагнетательной скважине возможна запись термограммы в режиме излива (рис. 5.8.3): за счет снижения забойного давления в скважине формируется депрессия и обрабатывается часть закачиваемой в пласт воды (по сути, исследования проводятся в режиме добывающей скважины). На термограмме регистрируется дроссельный эффект, за счет которого температура в работающих интервалах должна увеличиваться, но на фоне очень сильного охлаждения пласта этого практически не отмечается, лишь выше кровли работающего интервала регистрируется некоторое увеличение температуры, что позволяет выделить верхнюю границу приемистости.

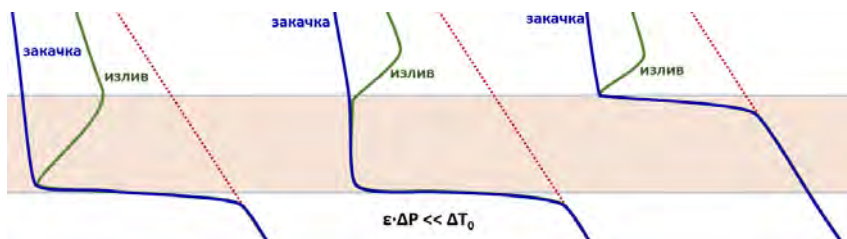


Рис. 5.8.3. Кривые термометрии в режиме излива:
 слева — приемистость только в подошве;
 посередине — по всей толщине; справа — только в кроне

Для закачки газа в подземные хранилища, а также при разработке газонефтяных месторождений для закачки излишне отобранного газа в период разработки нефтяной оторочки применяются газонагнетательные скважины. Схема проведения исследований аналогична водонагнетательным скважинам: исследования могут проводиться под закачкой, после остановки закачки и в остановленной скважине. Стоит учитывать, что вследствие дросселирования газа при его сжатии в процессе закачки температура закачиваемого газа на несколько градусов выше пластовой температуры. Регистрируемые кривые противоположны по форме кривым термометрии в водонагнетательных скважинах (рис. 5.8.4): в режиме под закачкой нижняя граница поглощения газа отмечается снижением температуры (в водонагнетательных — увеличением, см. рис. 5.8.1), после прекращения закачки температура постепенно снижается, постепенно приближаясь к термоградиенту (в водонагнетательных — увеличивается, см. рис. 5.8.2).



Рис. 5.8.4. Кривые термометрии в газонагнетательных скважинах: в режиме закачки и после прекращения закачки газа

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕТОКОВ

6.1. ВНУТРИПЛАСТОВЫЕ И ЗАКОЛОННЫЕ ПЕРЕТОКИ

Переток — это подключение к работе неперфорированных интервалов. Возможны внутривпластовые и заколонные перетоки.

Если движение флюида происходит по негерметичному заколонному пространству (вследствие низкого качества цементата скважины), то такой переток называется заколонным.

Если движение флюида происходит по пласту, то такой переток называется внутривпластовым. Основная причина внутривпластовых перетоков — отсутствие непроницаемого раздела между перфорированными и неперфорированными интервалами, когда пласт практически монолитный (рис. 6.1.1, слева). В случае, если непроницаемый раздел между коллекторами имеется, но его толщина незначительная (как правило, менее 1–2 м), то такие перетоки также относятся к внутривпластовым (рис. 6.1.1, посередине), поскольку при создаваемой в пластовых условиях депрессии или репрессии столь незначительные по толщине флюидоразделы не способны обеспечить гидродинамическую изоляцию коллекторов. К внутривпластовым перетокам относится и движение флюида по пласту вследствие раскрытия естественной или формирования искусственной трещиноватости (рис. 6.1.1, справа), например, в результате ГРП.

Внутривпластовый переток обусловлен исключительно геологическими причинами и не связан с низким качеством цементата колонны. В случае, если непроницаемый раздел между перфорированной и неперфорированной частью пласта меньше 1–2 м и выявлен переток, вызванный разрушением цементного камня, в большинстве случаев проводить изоляционные работы бессмысленно по причине того, что в таких

условиях даже при качественном цементаже фильтрация не прекратится (будет осуществляться по пласту).

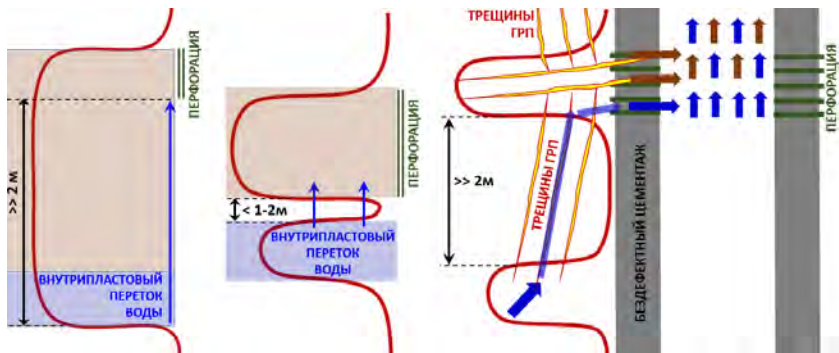


Рис. 6.1.1. Внутрипластовые перетоки: слева — монолитный пласт; посередине — раздел между коллекторами незначительный; справа — в пласте сформированы трещины ГРП

Для однозначного отнесения перетока к внутрипластовому или заколонному необходимо проведение методов контроля цементажа: если цементаж качественный — внутрипластовый переток, с дефектами — заколонный переток.

В определенных ситуациях проведение методов контроля качества цементажа избыточно, целесообразно использовать следующую схему. Для классического терригенного коллектора, в котором не проводился ГРП: при наличии непроницаемого раздела между перфорацией и интервалом перетока более 2 м переток можно относить к заколонному. Для коллекторов, в которых возможно наличие естественной трещиноватости (например, карбонатных), а также в классических терригенных коллекторах, в которых осуществлялся ГРП, необходимо в нескольких скважинах провести исследования по оценке качества цементажа (например, до и после ГРП): наличие перетока при хорошем качестве цементажа свидетельствует о присутст-

вии вертикальных трещин, т. е. о внутрислоевом характере перетока (по аналогии эти данные можно применить ко всем скважинам залежи при наличии репрезентативной выборки).

Разделение перетоков на внутрислоевые и заколонные имеет большое значение, так как эксплуатация скважины с неудовлетворительным техническим состоянием запрещена. При выявлении заколонного перетока скважина должна быть остановлена для проведения ремонтно-изоляционных работ.

6.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕТОКОВ МЕТОДАМИ ПОТОКОМЕТРИИ

Основной метод, используемый при определении перетоков, — термометрия. В стабильно работающей скважине (стационарный режим) выделение перетоков из неперфорированной части в интервал перфорации основано на том, что движение флюида сопровождается переносом температуры между сообщающимися пластами, вследствие чего нарушается термоградиент (рис. 6.2.1).

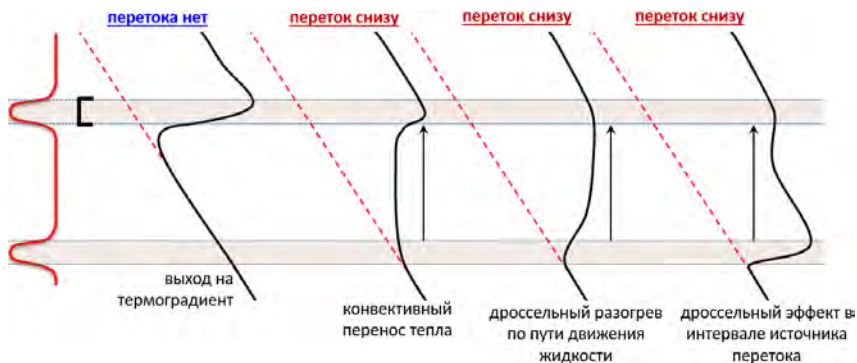


Рис. 6.2.1. Определение перетоков по термометрии на стационарном режиме

При заколонных перетоках между неперфорированными интервалами или при затрубной циркуляции (когда в скважине установлено несколько колонн) источник перетока определяется по максимуму термоаномалии (рис. 6.2.2): если максимум внизу — переток снизу вверх, если максимум вверху — сверху вниз. При одинаковой термоаномалии источник перетока определяется по давлению: где выше давление — оттуда переток.

Наиболее сложно выявлять перетоки в низкодебитных скважинах, исследуемых при освоении. В таких скважинах напротив пласта-источника перетока еще не сформировалась устойчивая термоаномалия, для выявления подобных перетоков необходимо исследовать скважину на нестационарных режимах (при изменяющемся забойном давлении). Только по одному замеру, записанному при стабильной работе скважины, судить о перетоке крайне сложно.

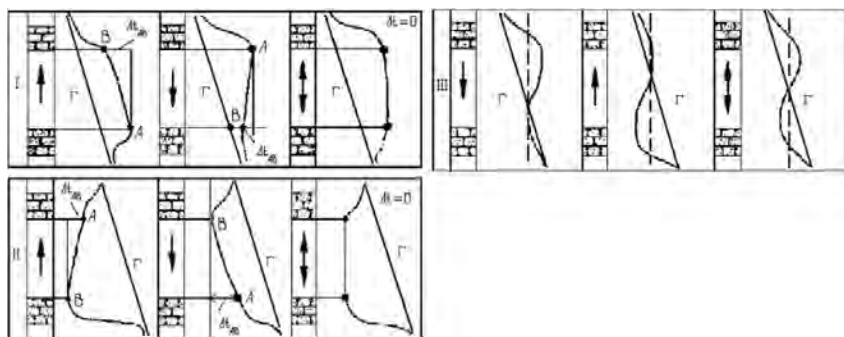


Рис. 6.2.2. Определение источника заколонного перетока между неперфорированными интервалами и при затрубной циркуляции [3]

Характерные признаки перетока снизу на нестационарных режимах:

- наличие термоаномалии напротив неперфорированных пластов: величина термоаномалии меняется при изменении забойного давления;

- пересечение кривых термометрии, записанных на различных депрессиях (репрессиях): при отсутствии перетока увеличение депрессии приводит к увеличению дроссельной аномалии, как следствие, раньше происходит изменение температуры в зумпфе скважины; искажение этой закономерности (когда ниже интервала перфорации кривые термометрии, записанные на меньшей депрессии, раньше отклоняются от термоградиента, чем кривые, записанные на большей депрессии) — признак перетока;

- появление вертикальной линии нулевого термоградиента;

- при перетоках в нагнетательных скважинах ниже интервала перфорации температура под закачкой ниже, чем на изливе (происходит разогрев вследствие дросселирования); при отсутствии перетока отмечается обратная ситуация: на изливе температура ниже, чем под закачкой (влияние адиабатического эффекта);

- косвенным признаком является интенсивный приток (приемистость) по расходомерии в нижней (при перетоке вниз) или в верхней части (при перетоке вверх) интервала перфорации (особенно при отсутствии коллекторов в нижней или верхней части интервала перфорации), а также наличие РГЭ между интервалом перфорации и неперфорированной частью.

При отсутствии перетока ниже интервала перфорации происходит постепенное восстановление термоградиента.

Пример определения перетока снизу по замерам термометрии на нестационарных режимах приведен на рис. 6.2.3. Скважина исследовалась при освоении по технологии компрессирования. Первый замер после стравливания характеризует поток в стволе скважины на максимальной депрессии (*кривая 1*), в интервале перфорации регистрируется наибольший разогрев пласта (в соответствии с законом Джоуля–Томсона: чем выше депрессия, тем выше термоаномалия). Поэтому ниже интервала перфорации на этом замере возможно более раннее отклонение кривой термометрии от термоградиента. Но по результа-

там исследований установлена противоположная ситуация: *кривая 2*, записанная на минимальной депрессии, ниже интервала перфорации раньше отклоняется от термоградиента, чем *кривая 1*, записанная на максимальной депрессии. Отмечается температурная инверсия *кривых 1 и 2*: в интервале перфорации температура на *кривой 1* выше, чем температура на *кривой 2*, ниже интервала перфорации — наоборот. Подобная инверсия, пересечение кривых термометрии, записанных на различных депрессиях, является явным признаком перетока. Если бы скважина исследовалась на стационарном режиме (при постоянной депрессии), только по одному замеру термометрии (например, только по *кривой 1*) выявить переток было бы проблематично.

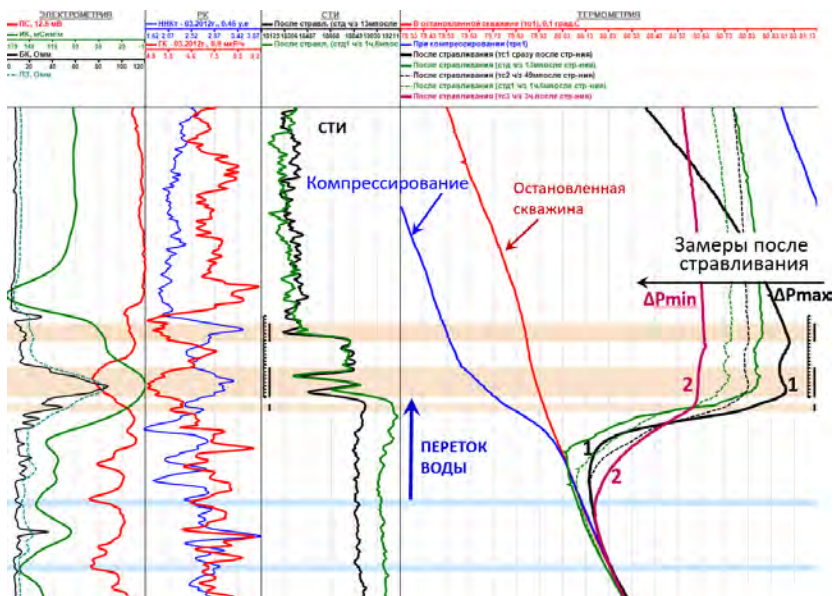


Рис. 6.2.3. Определение перетоков по термометрии на нестационарном режиме в добывающей скважине

На рис. 6.2.4 (слева) показан пример определения перетока в высокодебитной скважине, длительно работающей на пласт. Регистрируется не только инверсия кривых (в интервале перфорации температура на *кривой 1* выше, чем на *кривой 2*, ниже интервала перфорации — наоборот), но и дроссельная аномалия разогрева напротив пласта-источника перетока. Переток может быть выявлен по наличию линии нулевого термogrадиента (так называемая «полочка») на кривых термометрии, записанных в работающей скважине (рис. 6.2.4, справа). Кроме того, по данным СТИ регистрируется интенсивный приток из подошвы интервала перфорации, что является косвенным признаком перетока.

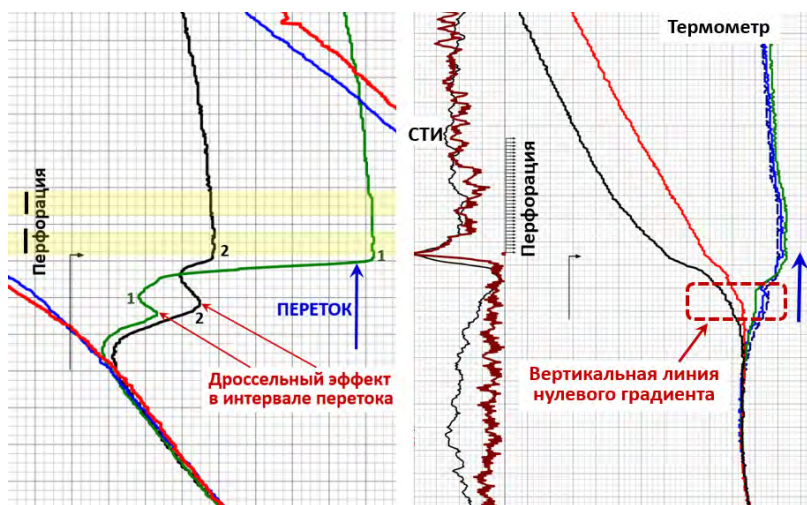


Рис. 6.2.4. Определение перетоков по термометрии на нестационарных режимах: слева — в интервале перетока дроссельный эффект; справа — нулевой градиент

Для однозначного определения перетока снизу плотность жидкости ниже интервала перфорации должна быть больше плотности жидкости, поступающей из интервала перфорации

(иначе будет отмечаться гравитационная конвекция: более тяжелая жидкость из интервала перфорации в стволе скважины движется вниз к забою, создавая такие же термоэффекты, как при заколонном перетоке). Помимо этого, ниже интервала перфорации должен быть чистый зумпф не менее 4 м. При определении перетоков сверху воронка НКТ должна быть поднята на несколько десятков метров (оптимально на 50–100 м) выше возможного источника перетока (внутри НКТ скорость потока значительно выше за счет меньшего диаметра колонны: переход из эксплуатационной колонны в НКТ будет отмечаться характерными термоаномалиями, на фоне которых выдача заключения о наличии перетока неоднозначна). При проведении исследований необходимо создавать депрессию на пласт, соответствующую фактическому режиму эксплуатации (как правило, не менее 50 атм). Рекомендуемая скорость записи термометрии в интервале детальных исследований — 400–600 м/ч.

В большинстве случаев перетоки снизу в добывающих скважинах выявляются достаточно уверенно. Хуже дифференцируются перетоки из вышележащих интервалов, особенно при небольшом объеме фильтрации на значительные расстояния, что связано с влиянием калориметрического эффекта: восходящий по стволу скважины поток «смыкает» термоэффекты, возникающие в интервале перетока. Характерными признаками перетока сверху являются затягивание кривой термометрии и формирование нулевого градиента (см. рис. 6.2.5).

В нагнетательных скважинах выявление перетоков основано на том, что в пласт, как правило, закачивается вода с температурой значительно меньшей, чем пластовая: напротив работающей толщины (в том числе в интервале перетока) отмечается аномалия охлаждения (см. рис. 6.2.6), наиболее четко прослеживаемая после прекращения закачки.

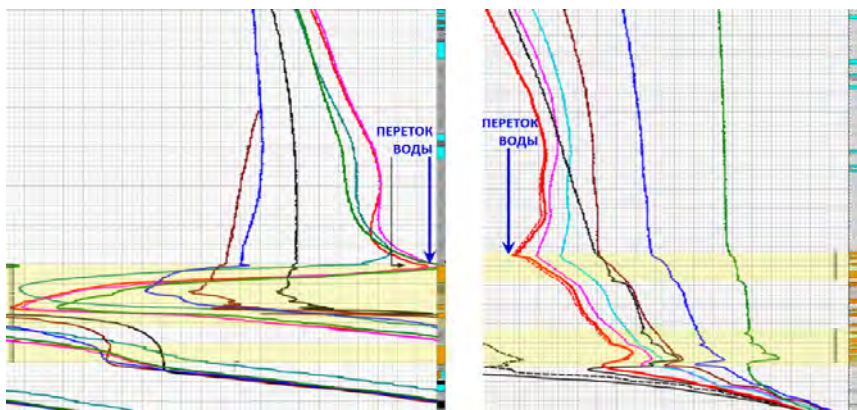


Рис. 6.2.5. Определение перетоков сверху в добывающей скважине

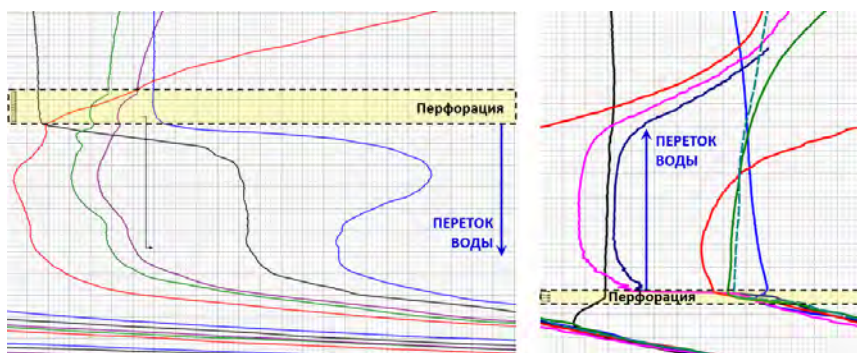


Рис. 6.2.6. Определение перетоков в нагнетательной скважине: слева — переток вниз; справа — переток вверх

В интервале перетока может отмечаться РГЭ (рис. 6.2.7). При этом стоит учитывать, что адсорбция солей на цементе является практически необратимой. Поэтому РГЭ отмечается даже в том случае, если переток давно ликвидирован. Наличие РГЭ в неперфорированном интервале — признак того, что в этом интервале либо был переток, либо присутствует до сих пор.

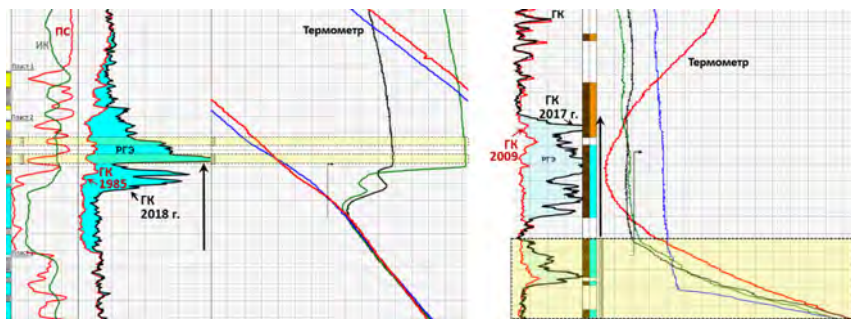


Рис. 6.2.7. Наличие РГЭ в интервале перетока:
 слева — в добывающей скважине (терригенный коллектор);
 справа — в нагнетательной скважине (карбонатный коллектор)

Если по термометрии переток не регистрируется, никаких ремонтных работ ранее не проводилось, но при этом отмечается РГЭ от интервала перфорации до неперфорированных пропластков, при этом скважина работает с высокой обводненностью продукции, то возможно термометрия по тем или иным причинам не фиксирует переток (переток незначительный или исследования проведены на низкой депрессии). В таком случае необходимо проведение специальных исследований (рис. 6.2.8).



Рис. 6.2.8. Схема определения перетоков при наличии РГЭ

Методы потокометрии (в первую очередь термометрия) позволяют достаточно эффективно выделять значительные перетоки флюида. Низкая информативность термометрии отмечается при циркуляции небольших объемов флюида, нарушенной технологии исследований и при перетоках сверху в добывающих скважинах: дроссельный эффект «смывается» восходящим потоком жидкости (калориметрическим эффектом).

Информативность термометрии можно повысить путем мгновенной закачки холодной (или горячей) воды и регистрации остаточных эффектов охлаждения (разогрева) в работающих пропластках (в том числе в интервале перетока). При подозрении на негерметичность цементного кольца возможно повторное проведение методов цементометрии (АКЦ, САТ).

Для определения интервалов перетока дополнительно могут использоваться индикаторные закачки (закачка радиоактивных изотопов или нейтрон-контрастных веществ), кислородный каротаж (рассмотрено в § 3.8), а также шумометрия (особенно спектральная модификация, рассмотрено в § 2.4–2.5).

6.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕТОКОВ МЕТОДОМ ИНДИКАТОРНЫХ ЗАКАЧЕК

Определение перетоков методом индикаторных закачек основано на закачке в интервал перфорации веществ с аномальными физическими свойствами, не характерными для пласта.

В настоящее время применяются две модификации индикаторных закачек:

- метод радиоактивных изотопов: основан на закачке жидкости с активированными изотопами (третий, йод-131), предварительном и последующем замерах гамма-каротажа для регистрации интервалов поступления индикатора;
- метод меченного вещества (нейтрон-контрастных веществ): основан на закачке жидкости с аномальным сечением

захвата тепловых нейтронов (например, солей гадолиния, хлора, бора, кадмия, бария), предварительном и последующем замерах нейтронного каротажа для регистрации интервалов поступления индикатора; обычно используются соли хлористого натрия или гадолиния.

Схема проведения исследований при индикаторных закачках:

- фоновый замер ГК (при закачке изотопов) или ННКт (при солевой закачке);
- закачка индикаторного вещества в скважину на репрессии;
- повторный замер ГК или ННКт.

Работающие интервалы (в том числе интервалы перетоков или негерметичностей) будут отмечаться повышением показаний на кривой ГК (при закачке изотопов, рис. 6.3.1, справа) или понижением показаний на кривой ННКт (при солевой закачке). Более эффективно применять импульсные модификации нейтронного каротажа: в интервале перетока сечение захвата тепловых нейтронов увеличивается (рис. 6.3.1, слева).

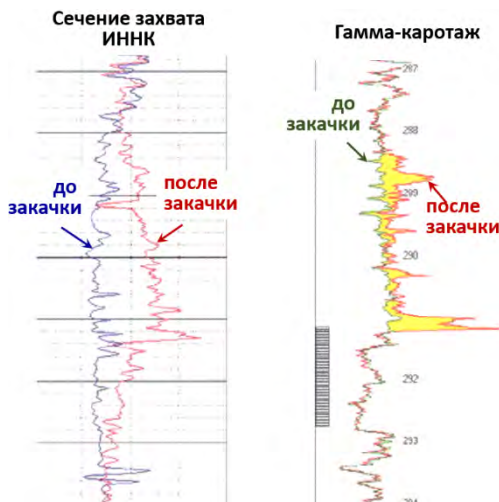


Рис. 6.3.1. Определение перетоков методом индикаторных закачек: слева — метод солевых закачек (ИННК); справа — закачка радиоактивных изотопов

При солевых закачках перед проведением фонового исследования скважина должна быть промыта пресной водой (тогда после солевой закачки дифференциация будет максимальной). Для повышения информативности после солевой закачки можно вновь промыть скважину пресной водой, в интервале перетока произойдет восстановление показаний (рис. 6.3.2): увеличение скорости счета при записи стационарного ИНКТ или снижение сечения захвата при записи импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК).

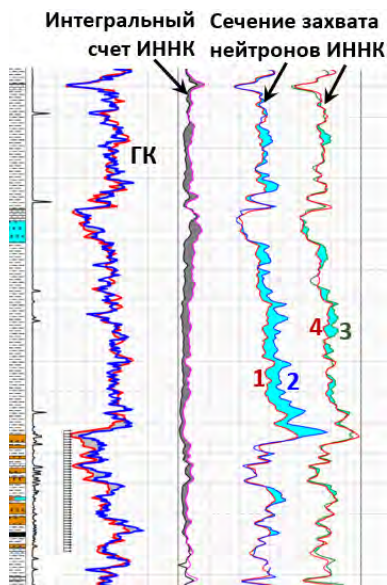


Рис. 6.3.2. Определение перетоков методом солевых закачек по данным ИННК: 1 — сечение захвата до солевой закачки (фон); 2 — сечение захвата после солевой закачки; 3 — сечение захвата до промывки пресной водой; 4 — сечение захвата после промывки пресной водой

Метод индикаторных закачек — эффективный способ выявления перетоков в тех случаях, когда термометрия неэффек-

тивна (особенно при выявлении незначительных перетоков сверху). Но стоит учитывать, что индикаторные закачки показывают низкую информативность при высоком давлении в пласте-источнике перетока, а также в случае закачки недостаточного объема индикатора на малой репрессии.

6.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕТОКОВ ПО ДИАГНОСТИЧЕСКИМ ГРАФИКАМ ХОЛЛА

При наличии перетока вода, как более подвижный флюид, оттесняет нефть, отсекая ее от интервала перфорации, наблюдается эффект конусообразования (рис. 6.4.1). В результате конусообразования со временем происходят снижение дебита жидкости и рост обводненности.

При обводнении пласта закачиваемой водой также наблюдается рост обводненности, но при этом дебит жидкости может незначительно снижаться лишь на начальном этапе (этап двухфазной фильтрации), затем дебит жидкости увеличивается или остается на прежнем уровне (в зависимости от компенсации).

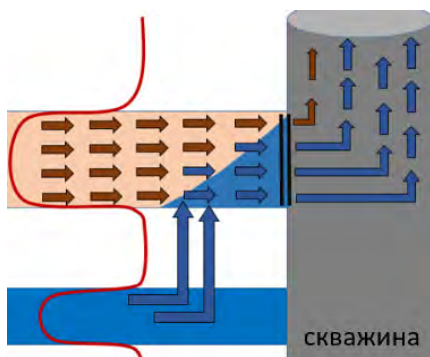


Рис. 6.4.1. Схема образования эффекта конусообразования при перетоках воды

Если нанести на график изменение водонефтяного фактора (ВНФ — отношение добытой воды к нефти) во времени в двойных логарифмических координатах, то в скважинах с перетоком будет отмечаться разнонаправленность между кривой ВНФ и его производной $\text{ВНФ}'$ (рис. 6.4.2, справа), т. е. разницы между текущим и предыдущим замером ВНФ, поделенной на время между замерами (как правило, месяц). При прорыве закачиваемой воды отмечается сонаправленность кривых ВНФ и его производной.

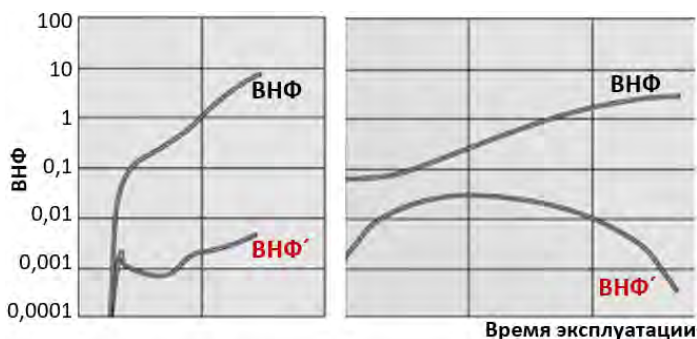


Рис. 6.4.2. Диагностические графики Холла: слева — прорыв закачиваемой воды; справа — конусообразование (в частности — переток). По оси абсцисс — время эксплуатации в логарифмической шкале

Конусообразование отмечается не только при перетоках, но и в случаях монолитного строения пласта, когда на уровне ВНК отсутствует непроницаемый раздел, отделяющий водонасыщенную часть от нефтенасыщенных интервалов. Разнонаправленность кривых ВНФ и его производной также отмечается при негерметичностях колонны или пакера.

Конусообразование не отмечается при высоком этаже нефтеносности разрабатываемых коллекторов, поскольку в таких условиях вода, несмотря на высокую подвижность, не способна оттеснить потоки нефти, поступающие с удаленной части раз-

реза. Идеальные пласты для применения данной методики — классические терригенные коллектора (а также пласты, в которых нет естественной трещиноватости пород) с эффективной нефтенасыщенной толщиной не более 10 м.

Диагностические графики Холла — это косвенный метод определения источника обводнения скважины с эффективностью порядка 70–80% (в идеальных условиях — до 90%), позволяющий подобрать скважины-кандидаты на проведение ПГИС по определению перетоков.

6.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ ГИДРОРАЗРЫВА

Перетоки могут быть обусловлены не только разрушением цементного камня, но и формированием вертикальной трещины ГРП в пласте. Для определения интервалов гидроразрыва могут применяться акустический каротаж широкополосной (АКШ), термометрия и закачка меченного пропанта.

Применение метода термометрии основано на том, что во время ГРП осуществляется мгновенная закачка холодной воды под высоким давлением, что приводит к охлаждению пласта в интервалах воздействия. По термометрии возможно определение параметров гидроразрыва только на качественном уровне (высота трещины, интервалы преимущественного воздействия).

Закачка меченного пропанта является разновидностью индикаторных закачек (рассмотрено в § 6.3): проводится замер импульсного нейтрон-гамма каротажа (ИНГК) или ИННК до и после солевой закачки.

Наиболее информативные данные о формировании вертикальных трещин ГРП можно получить по АКШ: осуществляется замер в открытом стволе, затем в обсаженном стволе после ГРП (для оценки влияния перфорации на формирование искусственной трещиноватости может проводиться дополнительный замер сразу после перфорации до ГРП). В интервале ГРП

отмечается увеличение анизотропии. Интервалы развития трещин ГРП отмечаются увеличением интервального времени поперечной волны (рис. 6.5.1): поперечные волны распространяются только по твердой фазе, поэтому появление трещин ГРП (пустот) приводит к снижению скорости волны и увеличению интервального времени. Интервалы проникновения пропанта (т. е. закрепления трещины) отмечаются увеличением коэффициента затухания волны Стоунли.

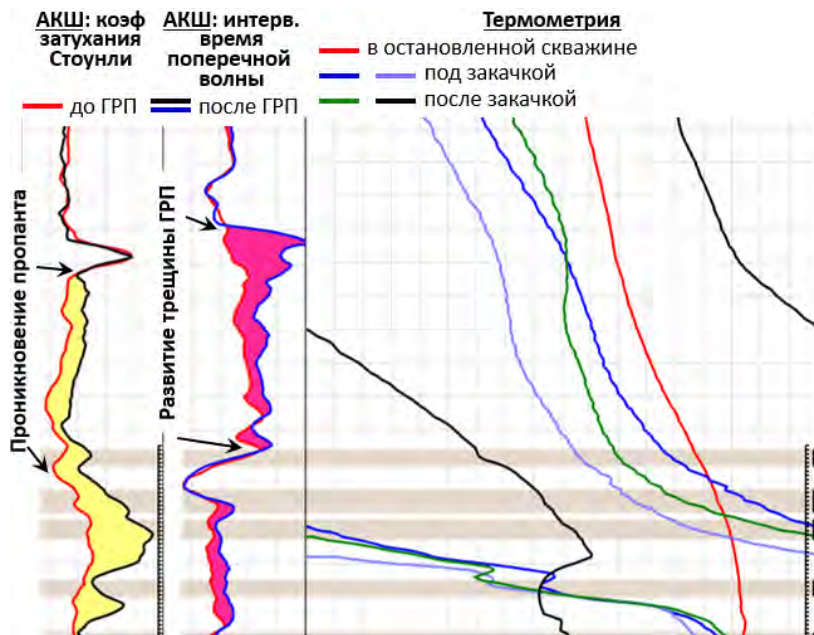


Рис. 6.5.1. Определение интервалов развития трещины ГРП по данным АКШ

Проникновение пропанта в интервалы, где трещина отсутствует, является косвенным признаком нарушенной герметичности заколонного пространства. Пример такой скважины приведен на рис. 6.5.2. Проникновения пропанта вверх (увели-

чение коэффициента затухания волны Стоунли) отмечаются на вдвое большее расстояние, чем развитие трещины (увеличение интервального времени поперечной волны), что связано с нарушением герметичности цементного пространства (отмечается по данным метода САТ, прибор АСТ).

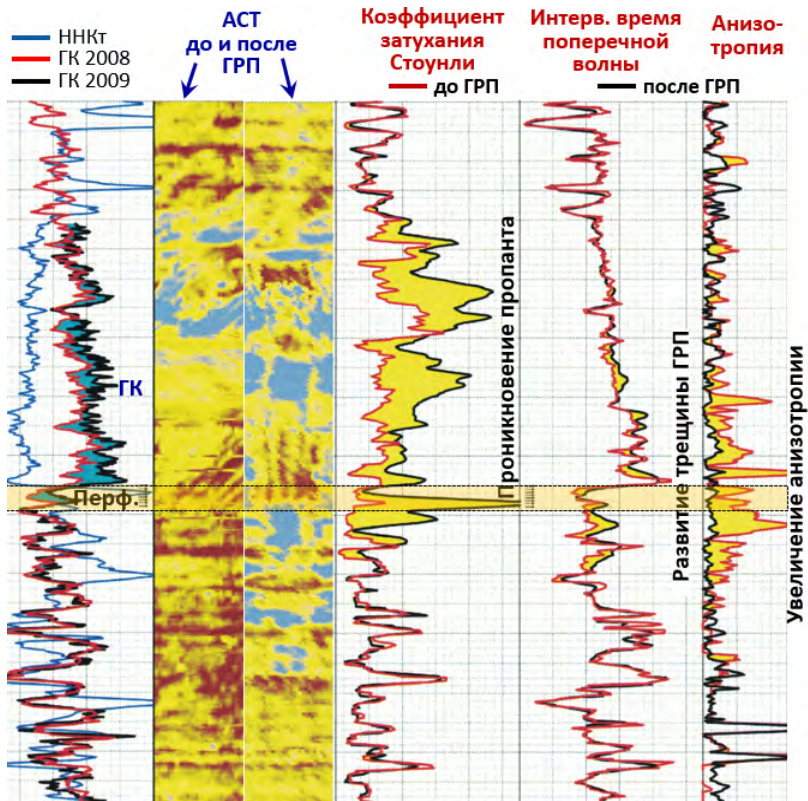


Рис. 6.5.2. Проникновение пропанга в интервалы негерметичности цементного пространства по данным АКШ и САТ

7. КОНТРОЛЬ ЗА ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ КОЛОННЫ

Контроль технического состояния включает в себя определение:

- мест негерметичности колонн;
- дефектов колонн: трещин, коррозии, обрывов, механического износа;
- внутреннего диаметра колонн, толщины стенок;
- перфорации, расположение и количество перфорационных отверстий;
- глубины расположения скважинного оборуования;
- интервалов с техногенными отложениями и покрытиями стенок колонны;
- интервалов прихвата колонн и их напряженного состояния.

Наиболее распространенные виды негерметичностей в скважине: негерметичность муфтовых соединений, колонны (например, вследствие сквозной коррозии), пакера, забоя (например, после изоляции нижележащих интервалов установкой цементного стакана), НКТ и других дополнительных колонн.

7.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Наиболее простой и достаточно эффективный метод, используемый при определении элементов конструкции скважины, — электромагнитный локатор муфт (ЛМ). Метод основан на регистрации изменения магнитной проводимости колонн вследствие нарушения их однородности. Локатор муфт состоит из катушки индуктивности и двух постоянных магнитов, установленных по обе стороны от катушки одноименными полюсами друг к другу.

При одинаковой толщине колонны магнитные потоки от обоих магнитов одинаковые и компенсируют друг друга (показания постоянны). При изменении толщины колонны отмечается резкое изменение показаний. Метод ЛМ (наряду с ГК) записывается при решении большинства промыслово-геофизических задач. Показания ЛМ не зависят от литологии разреза.

Задачи, решаемые ЛМ:

- привязка показаний других приборов к муфтовым соединениям и взаимная привязка показаний нескольких приборов;
- определение интервалов перфорации;
- определение положения муфтовых соединений;
- уточнение глубины спуска НКТ (положение башмака НКТ);
- определение текущего забоя скважины.

При прохождении прибора через муфтовое соединение труб магнитный поток сначала усиливается от верхнего магнита, затем — от нижнего магнита. В результате через одинаковое расстояние на кривой ЛМ отмечается увеличение показаний до пиковых значений (рис. 7.1.1).



Рис. 7.1.1. Применение кривой ЛМ для определения интервалов муфтовых соединений эксплуатационной колонны и НКТ, воронки НКТ, интервалов перфорации, пакера

ЛМ позволяет осуществлять привязку к элементам конструкции скважины и определять местоположение воронки НКТ и пакера. На рис. 7.1.2 приведен пример определения глубины спуска воронки НКТ и места установки пакера. Воронка НКТ уверенно отмечается на кривой механической расходомерии: диаметр колонны НКТ значительно меньше, чем эксплуатационной, поэтому при переходе из эксплуатационной колонны в НКТ регистрируется резкое увеличение скорости потока, что достаточно уверенно отмечается на кривой РГД. Наличие колонны НКТ приводит к систематическому занижению показаний на кривой ГК (колонна НКТ выступает в роли дополнительного экрана, поглощающего естественное гамма-излучение). Пакер на повторном замере ГК отмечается резким снижением показаний и характерными изменениями на кривой ЛМ.



Рис. 7.1.2. Определение глубины спуска воронки НКТ и места установки пакера по ЛМ, РГД и ГК

7.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ ПЕРФОРАЦИИ

Определение интервалов перфорации методом ЛМ основано на том, что перфорация приводит к нарушению целостности металлической колонны и, как следствие, изменению магнитной проводимости, что отражается на кривой ЛМ характерными пикообразными изменениями (рис. 7.1.1).

Наиболее распространенный тип перфорации — кумулятивный. В первые часы после кумулятивной перфорации (либо других типов перфорации с применением теплового или взрывного воздействия) отмечается характерный разогрев, который четко отмечается на термометрии.

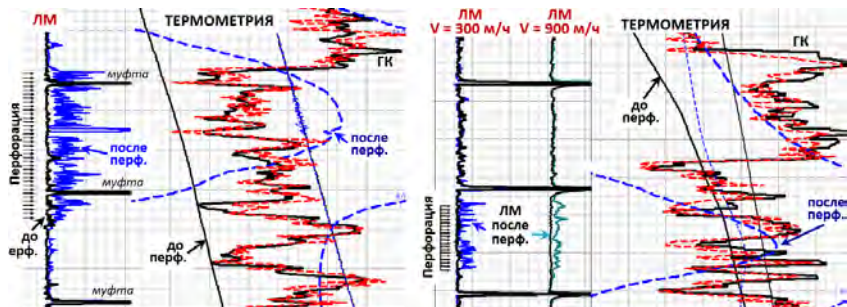


Рис. 7.2.1. Определение интервалов перфорации по ЛМ и термометрии

Стандартный комплекс по контролю за перфорацией включает в себя следующие методы: локатор муфт и термометрия. Замеры проводятся до перфорации (фоновый замер) и после перфорации (рис. 7.2.1). По термометрии в интервале перфорации отмечается разогрев, а по ЛМ перфорационные отверстия регистрируются пиками на кривой. При записи ЛМ на малых скоростях возможна детализация каждого перфорационного отверстия, но при высоких скоростях записи (рис. 7.2.1, справа) определение интервалов перфорации возможно только на качественном уровне.

7.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПРИХВАТА ТРУБ

Для определения места прихвата бурильных и насосно-компрессорных труб используется прихватоопределитель (ПХ), который представляет из себя электромагнит с открытым сердечником, состоящий из катушки и магнитопровода, помещенный в герметичный корпус из немагнитной коррозионно-

стойкой стали. Физическая основа метода заключается в следующем: если металлическую колонну (ферромагнитный материал) намагнитить, а затем приложить механическое усилие (упругую деформацию), произойдет размагничивание намагниченных участков.

Методика определения места прихвата труб с помощью ПХ:

- в скважине между муфтами, соединяющими трубы, через заданный интервал глубин путем кратковременного пропускания через катушку постоянного тока устанавливаются магнитные метки;
- спускают прибор, включающий в себя методы ПХ, ЛМ и ГК, определяют положение и амплитуду магнитных меток;
- к трубам прилагают механическое усилие (натяжение или вращение), которое не будет распространяться ниже интервала прихвата;
- проводят повторный замер ПХ.

Выше интервала прихвата, где было осуществлено механическое воздействие, магнитные метки исчезнут или уменьшится их амплитуда; ниже интервала прихвата кривые останутся неизменными (рис. 7.3.1).



Рис. 7.3.1. Определение места прихвата труб с помощью прихватопредопределителя: 1 — фоновый замер; 2 — после установки магнитных меток; 3 — после механического воздействия

7.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАБОЯ

При герметичном забое ниже интервала перфорации температура монотонно приближается к термоградиенту: чем ближе к забою, тем выше температура. Температура в работающей скважине должна быть равна или выше, чем в остановленной скважине (кривые термометрии в работающей скважине находятся правее, чем кривые в остановленной скважине). Исключение составляют замеры термометрии, записанные при компрессировании (резкое изменение с депрессии на репрессию приводит к проявлению адиабатического эффекта и снижению температуры).

Примеры нормального распределения температуры на забое скважины отражены на рис. 7.4.1: слева — замеры термометрии на различных режимах практически совпадают, регистрируемая температура постепенно стремится к термоградиенту; справа — вблизи забоя температура в остановленной скважине ниже, чем в работающей скважине (замер при компрессировании не рассматривается).

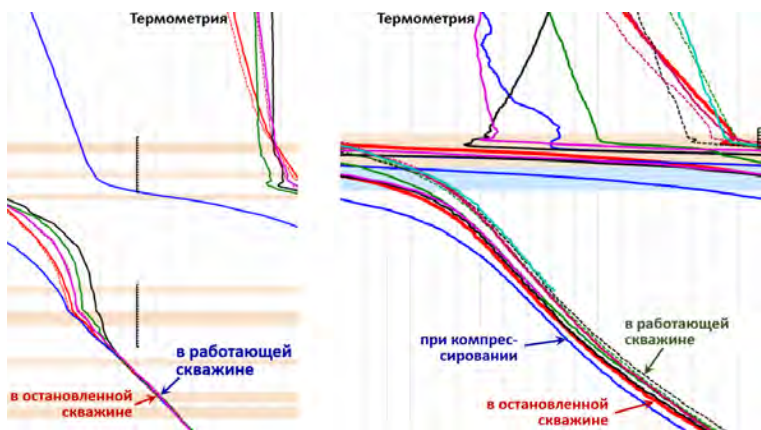


Рис. 7.4.1. Нормальное распределение температуры на забое (герметичный забой)

Негерметичность забоя приводит к поступлению притока ниже глубины остановки прибора, что является следствием нарушения температурного фона: вблизи забоя на термограмме регистрируется отклонение температуры от геотермической; температура в работающей скважине становится ниже, чем в остановленной; может отмечаться нулевой или отрицательный термоградиент; по расходомерии регистрируются признаки движения жидкости (изменение кривых расходомерии и состава флюида при изменении депрессии).

Примеры определения негерметичности забоя приведены на рис. 7.4.2: температура в работающей скважине ниже, чем в остановленной скважине, с ростом глубины температура падает (отрицательный термоградиент), на отдельных кривых регистрируются нулевой градиент, изменение формы кривых термометрии при изменении депрессии (репрессии), по данным механической расходомерии на забое отмечается приток.

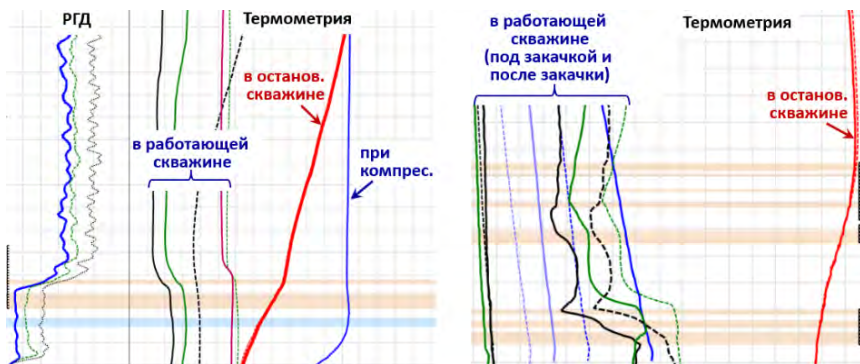


Рис. 7.4.2. Термограммы при негерметичном забое:
слева — добывающая скважина;
справа — нагнетательная скважина

7.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ КОЛОННЫ МЕТОДАМИ ПОТОКОМЕТРИИ

Интервал негерметичности металлической колонны по своей сути является незапроектированным интервалом перфорации. Поэтому с этой задачей достаточно успешно могут справляться стандартные методы потокометрии, позволяющие выделять интервалы поступления флюида в ствол скважины.

Для успешного выявления негерметичностей колонны по методам потокометрии необходимо, чтобы в интервале негерметичности присутствовал коллектор, из которого возможна фильтрация в скважину (или уход закачиваемой воды в случае нагнетательной скважины), а также чтобы за интервалом негерметичности металлической колонны была нарушенная герметичность цементного пространства (хотя даже при надежном цементе наличие негерметичности колонны, как правило, со временем приводит к разрушению цемента).

Пример определения негерметичности муфты колонны приведен на рис. 7.5.1: ниже перфорации в интервале муфтового соединения по данным метода СТИ отмечается резкое снижение показаний, по термометрии — эффект дроссельного разогрева жидкости, по резистивиметрии — изменение состава флюида, что в совокупности свидетельствует о поступлении притока из указанного интервала, т. е. о негерметичности муфтового соединения.

Частая причина формирования негерметичности колонны — ее коррозия. На рис. 7.5.2 приведен пример определения мест негерметичности колонны в нагнетательной скважине: наиболее отчетливо интервалы негерметичности определяются по механической расходомерии, термометрия реагирует только на нижнюю границу приемистости, на участке негерметичности отмечается РГЭ.

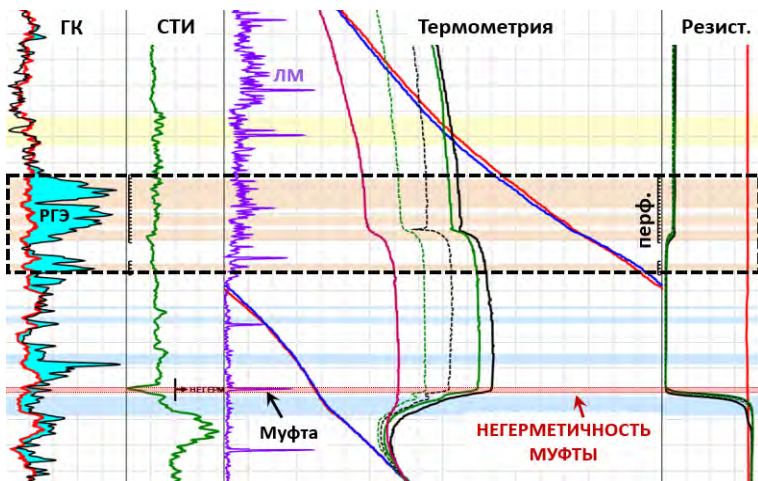


Рис. 7.5.1. Определение негерметичности муфты колонны по методам потокометрии в добывающей скважине

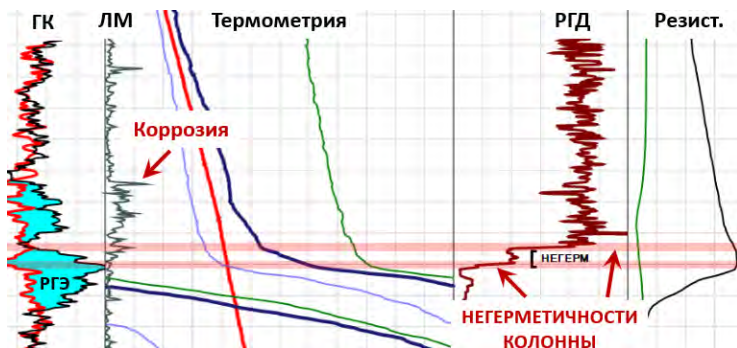


Рис. 7.5.2. Определение мест негерметичности колонны по методам потокометрии в нагнетательной скважине

Стоит учитывать, что термоаномалия не всегда свидетельствует о поступлении притока из интервала. Качественным признаком того, что интервал работает является изменение формы кривой и величины регистрируемых термоаномалий

при изменении депрессии, что говорит о гидродинамической связи этого интервала со стволом скважины. Если на термограммах, записанных на различных депрессиях, значимых изменений в форме кривой не наблюдается, регистрируемая термоаномалия не зависит от изменяющегося давления в скважине, значит колонна в указанном интервале герметична.

Методы потокометрии позволяют уверенно выявлять интервалы негерметичностей только во внутренней колонне. При подозрениях на негерметичность эксплуатационной колонны необходимо поднимать НКТ.

В нагнетательных скважинах возможно определение негерметичностей эксплуатационной колонны через НКТ без подъема труб по методике временной фильтрации [13], что значительно экономит время и стоимость проведения исследований. Методика основана на том, что термические поля распространяются не мгновенно: при резком изменении режимов закачки сначала отмечается сигнал от ближней зоны (ствол скважины и колонна), затем — от затрубного пространства, через некоторое время — от горной породы.

После остановки нагнетательной скважины из режима квазистационарной закачки (или перевода ее на ограниченный излив, чтобы влияние потока было минимальным) в течение первых двух минут на кривой термометрии отмечается влияние ближней зоны (трубы НКТ); затем через 8–10 минут (в отдельных случаях через 5–12 минут в зависимости от диаметра колонны и литологии разреза) отмечается вклад в показания термометрии более удаленной зоны (эксплуатационная колонна и заколонное пространство); влияние горных пород на термограмму происходит через 15–18 минут после изменения режима фильтрации.

Алгоритм выявления негерметичности НКТ по методике временной фильтрации:

- действующую нагнетательную скважину останавливают (либо переводят на излив с крайне низким дебитом), прово-

дится замер термометрии, дальнейшие действия выполняют только при наличии термоаномалии;

- проводится замер термометрии при постоянной (квази-стационарной) закачке через НКТ, затем скважину вновь останавливают (либо переводят на излив с крайне низким дебитом) и сразу проводится замер термометрии: наличие термоаномалии разогрева свидетельствует о негерметичности НКТ, при отсутствии термоаномалии — НКТ герметичны;

- проводится повторный замер через 8–10 минут: наличие термоаномалии свидетельствует о негерметичности эксплуатационной колонны, отсутствие термоаномалии является признаком герметичности.

Пример определения негерметичности эксплуатационной колонны через НКТ по методике временной фильтрации приведен на рис. 7.5.3. На фоновом замере (*кривая 1*) была зарегистрирована термоаномалия, после остановки скважины термоаномалия подтвердилась (*кривая 2*). Затем осуществлялась повторная закачка (*кривые 3, 4*), отсутствие термоаномалии на этих кривых свидетельствует о незначительном уходе закачиваемой воды через негерметичность. Сразу после прекращения закачки (*кривая 5*) термоаномалия не отмечалась (на показания влияет только НКТ), на замере через 8 минут после прекращения закачки регистрируется термоаномалия (на показания влияет не только НКТ, но и межтрубное пространство). Поэтому в данном случае имеет место негерметичность эксплуатационной колонны: термоаномалия не отмечается сразу после прекращения закачки, но проявляется через 8 минут. Если бы термоаномалия отмечалась сразу после прекращения закачки, но не отмечалась через 8 минут, то можно было бы сделать вывод о негерметичности НКТ. Наличие термоаномалии как сразу после прекращения закачки, так и через 8 минут после ее прекращения свидетельствует о наличии негерметичности в обеих колоннах: эксплуатационной и НКТ.



Рис. 7.5.3. Определение негерметичности НКТ по методике временной фильтрации: 1 — фоновый замер; 2 — замер после кратковременной остановки; 3, 4 — замеры под закачкой через НКТ; 5 — замер сразу после прекращения закачки; 6 — замер через 8 минут после прекращения закачки

7.6. СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КОЛОННЫ

Методы потокометрии позволяют достаточно уверенно выявлять негерметичности колонны, особенно при высоком притоке (приемистости) интервала негерметичности. Но для проведения ремонтных работ необходимо точно знать глубину расположения негерметичности, что по данным потокометрии не всегда возможно определить. При неоднозначности результатов потокометрии, невозможности достаточно точно определить интервал негерметичности проводятся специальные методы контроля технического состояния.

Комплекс ПГИС может включать следующие специальные методы контроля технического состояния колонны:

- многорычажная трубная профилометрия (МТП);
- электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия (МДТ);
- сканирующая магнитная интроскопия (СМИ);
- скважинное акустическое телевидение (САТ);
- индикаторные закачки;
- методы нейтронного активационного анализа (МНА, КАНГМ).

Многорычажная трубная профилометрия используется для определения состояния внутренней поверхности колонны механическим способом с помощью системы рычагов (рис. 7.6.1). Каждый рычаг касается внутренней стенки трубы и измеряет ее внутренний радиус. Прибор со сложенными рычагами спускается до нижней части исследуемого интервала, затем рычаги раскрываются и осуществляется запись на подъеме прибора. В профиломерах *MIT (Sondex)* в зависимости от модификации используется 24, 40 или 60 рычагов. Замеры с каждого рычага записываются независимо, тип скважинного флюида не влияет на показания.



Рис. 7.6.1. Аппаратура многорычажной трубной профилометрии (*MIT Sondex*)

Многорычажная трубная профилометрия применяется:

- для количественной оценки внутреннего поперечного сечения труб (смятие, выработка, износ, остаточная толщина труб);
- количественной оценки динамики износа обсадной колонны;
- выявления интервалов коррозии;
- уточнения конструкции обсадной колонны;
- детализации интервала перфорации;
- определения обрывов и рассоединений труб по муфтам.

В интервалах негерметичностей и коррозии отмечается повышенный радиус, а при образовании твердого осадка — снижение показаний. Результатом интерпретации является трехмерная модель колонны с указанием изменения ее радиуса (рис. 7.6.2).

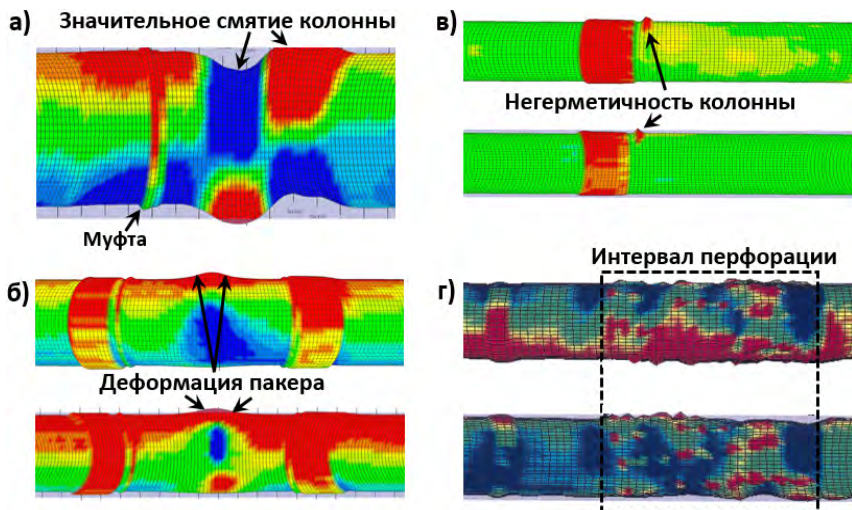


Рис. 7.6.2. Примеры интерпретации МТП

Электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия, магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия (МИД-Т) основаны на изучении процесса распространения магнитного потока в колонне и предназначены для определения:

- толщины двух внутренних труб (эксплуатационной колонны и НКТ): отдельно для каждой трубы, не извлекая внутреннюю;
- дефектов труб (трещины, порывы), интервалов коррозии и механического истирания стенок;
- положения муфт в двух внутренних трубах, участков их расединений;

- глубины размещения башмаков колонн, пакеров, клапанов и др.;
- местоположения перфорационных отверстий.

Магнитное поле может быть создано двумя способами: с помощью генераторной катушки (питаемой низкочастотным переменным или постоянным током) или с помощью постоянных магнитов из редкоземельных металлов. В качестве измерителей используются индукционные датчики (при переменном поле) или датчики Холла (при постоянном поле).

Магнитное поле приводит к возникновению вихревых токов в металлической трубе и возникновению вторичного магнитного поля, которое несет информацию о толщине колонны и является объектом изучения. Трещины в трубах и коррозия затрудняют прохождение вихревых токов и изменяют величину вторичного магнитного поля токов. Создаваемое магнитное поле реагирует на изменение толщины стенки металлической колонны, трещины и коррозию металла.

Регистрируемая электродвижущая сила (ЭДС) есть функция толщины стенки трубы, магнитной проницаемости металла трубы, удельной электропроводности металла, диаметра трубы, температуры в скважине [7].

Объект изучения — толщина стенки трубы, все остальные параметры являются искажающими факторами. Поэтому перед проведением исследований должен быть известен диаметр трубы (либо определен профиломером). В состав аппаратуры электромагнитной дефектоскопии скважин (ЭМДС) входит термометр для ввода поправки за влияние температуры на магнитную проницаемость и электропроводность. В ряде случаев возможна погрешность определения толщины стенок труб вследствие влияния эксцентricности положения прибора, изменения электрической проводимости и магнитной проницаемости. Особенно сложным является одновременное изменение электрической проводимости и магнитной проницаемости. Для надежной оценки толщины стенки колонны прибор нуждается в калибровке.

Существует интегральная и сканирующая модификация метода (ЭМДС-С — электромагнитная дефектоскопия скважин сканирующая). В сканирующей модификации датчики расположены по периметру прибора. Запись электромагнитной дефектоскопии осуществляется при подъеме прибора.

Наиболее значимым преимуществом электромагнитной дефектоскопии перед многорычажной трубной профилометрией является возможность изучения технического состояния одновременно двух колонн (рис. 7.6.3).

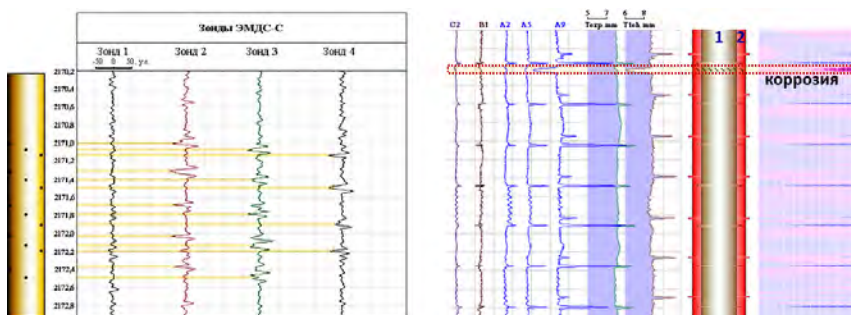


Рис. 7.6.3. Результаты интерпретации ЭМДС: слева — уточнение интервалов перфорации; справа — выявление коррозии (две колонны): 1 — эксплуатационная колонна; 2 — кондуктор

Сканирующая магнитная интроскопия основана на регистрации утечки магнитного потока. Намагничивающее устройство создает магнитный поток, при прохождении которого через металлическую колонну с дефектами формируется магнитный рельеф, который регистрируется 48 датчиками утечки магнитного поля. Метод нуждается в градуировке, которая осуществляется на образце колонны с эталонными дефектами.

Метод СМИ решает следующие задачи:

- выявление интервалов негерметичности (сквозной и несквозной), определение типа и размера дефектов;

- уточнение и визуализация перфорационных отверстий;
- определение средней толщины колонны;
- определение положения элементов скважины, находящихся за колонной.

Получили распространение интроскопы серии *МИ-5Х* (*МИ-51*). Аппаратура ЭМДС и СМИ близка по своим возможностям. Преимущество магнитных интроскопов заключается в применении 48 датчиков, что позволяет более детально изучать дефекты колонны. Существенный недостаток: интроскопия не обнаруживает узкие продольные трещины, параллельные оси скважины.

Пример определения интервалов коррозии колонны, включающий и сравнение магнитограммы, полученной по данным СМИ, и фотографий дефектов колонны приведены на рис. 7.6.4.

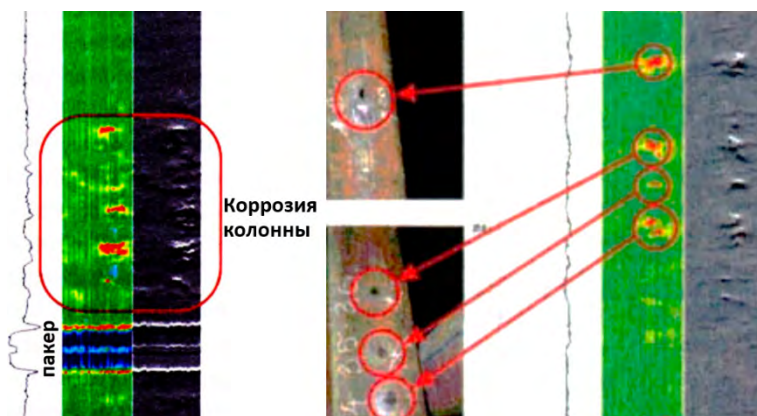


Рис. 7.6.4. Результаты интерпретации данных СМИ: слева — коррозия колонны и пакер; справа — сравнение магнитограммы и фотографий дефектов колонны [7]

Скважинное акустическое телевидение позволяет не только оценивать качество цементации скважин (рассмотрено в § 1.3), но и определять толщину металлической колонны. Для оценки

технического состояния колонны прибор используется в режиме «имиджер»: высокочастотные ультразвуковые волны, достигнув внутренней стенки металлической колонны, по большей части отражаются и характеризуют техническое состояние металлической колонны.

В режиме «имиджер» используется преобразователь с повышенной резонансной частотой 1 МГц (в режиме цементмера — 400 кГц). Преобразователи непрерывно вращаются вокруг оси прибора: за один оборот записывается 128 точек (циклов «излучение–прием») по окружности с шагом в 2,8 градуса. Рекомендуемая скорость каротажа в режиме «имиджер»: 60 м/ч (шаг — 2 см), 150 м/ч (шаг — 5 см), 300 м/ч (шаг — 10 см).

Интерпретация осуществляется в специализированном программном обеспечении и включает в себя следующие этапы:

- определение времени вступления первых отражений измерительных каналов пороговым способом (если сигнал очень слабый, используется спектральный способ);
- определение скорости звука в жидкости (по калибровочному каналу);
- нормировка амплитуд по жидкости для получения изображения стенки скважины в форме распределения относительных амплитуд (от 0 до 1);
- производится расчет радиусов и среднего диаметра скважины.

Увеличение диаметра колонны приводит к снижению относительной амплитуды. Конечным результатом интерпретации является оценка диаметра колонны по каждому сектору окружности с шагом в 2,8 градуса (см. рис. 7.6.5).

Применение метода САТ в режиме «имиджер» позволяет получать изображение стенки скважины для определения толщины металлической колонны, измерения внутреннего диаметра колонны, выявления интервалов негерметичностей, коррозионных нарушений, обрывов труб, а также определять размеры дефектов, уточнять местоположение и количество

перфорационных отверстий (при отсутствии коррозии и невысокой плотности перфорации).

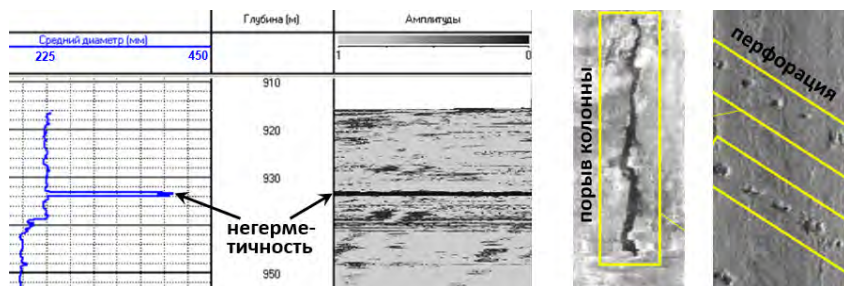


Рис. 7.6.5. Определение диаметра колонны и выявление интервала негерметичности (слева), определение порыва колонны и интервалов перфорации (справа) по данным метода САТ в режиме «имиджер»

Закачка радиоактивных изотопов: метод основан на закачке в скважину жидкости, активированной радиоактивными изотопами, и последующей регистрации гамма-каротажа (рассмотрено в § 6.3). В интервалах поглощения отмечается рост показаний по сравнению с фоновым замером (до закачки).

Закачка нейтрон-поглощающих веществ: метод основан на закачке в скважину веществ с аномально высоким сечением поглощения нейтронов (например, гадолиний) и последующей регистрации нейтронного каротажа (рассмотрено в § 6.3). На стационарном нейтронном методе в интервалах поглощения отмечается снижение показаний по сравнению с фоновым замером (до закачки).

Оптические методы: основаны на фотографировании или видеосъемке стенок обсадной колонны. Недостатки: состояние колонны можно контролировать только в оптически прозрачной среде; нельзя установить размер смятия; исследуется не весь периметр колонны.

8. КОНТРОЛЬ ЗА ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬЮ

8.1. ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

На газовых месторождениях главным показателем выработки запасов является степень снижения пластового давления. На нефтегазовых месторождениях в процессе разработки может происходить замещение газонасыщенной части пласта жидкостью (нефтью или водой).

Основные причины замещения газонасыщенной толщины:

- стягивание контура газоносности (внедрение нефти или воды в газовую шапку пласта);
- прорыв закачиваемой воды по газонасыщенной части пласта (при разработке нефтенасыщенной оторочки с организацией системы ППД);
- неудовлетворительное техническое состояние скважины (заколонные перетоки, негерметичности в интервале газоносного пласта).

Часто причин замещения газа несколько: происходит постепенное стягивание газонефтяного контакта (ГНК), а на участках со сниженным пластовым давлением в газовой шапке пласта (или при организации барьерного заводнения) отмечается прорыв закачиваемой воды.

Стягивание ГНК (см. рис. 8.1.1) происходит при постепенном и достаточно равномерном по площади снижении пластового давления в газовой шапке пласта, т. е. при отборе газа в газовых добывающих скважинах или в нефтяных добывающих скважинах (при перетоках газа или перфорации не только нефтенасыщенной части, но и газонасыщенных интервалов).

Это площадное явление, которое отмечается на всех участках залежи, текущий уровень ГНК во всех скважинах примерно одинаковый. Стягивания ГНК — самая благоприятная причина замещения газа с точки зрения разработки пласта.

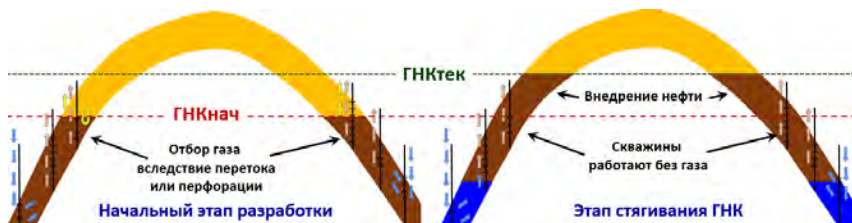


Рис. 8.1.1. Схема замещения газа при стягивании контура ГНК

Прорыв закачиваемой воды (рис. 8.1.2) отмечается на участках с резко сниженным пластовым давлением (вследствие отбора газа). В нагнетательных скважинах, осуществляющих закачку воды в нефтенасыщенные интервалы, может происходить поступление закачиваемой воды в область сниженного давления, т. е. в газонасыщенную часть (при наличии гидродинамической связи между газо- и нефтенасыщенной частью). Вместе с тем прорыв закачиваемой воды отмечается в результате заколонных перетоков, негерметичностей или при перфорации газонасыщенных интервалов в нагнетательных скважинах. Это очаговое явление, которое может отмечаться лишь в единичных скважинах, при этом в соседних скважинах замещение газа может отсутствовать (до определенного времени). В каждой скважине регистрируется свой индивидуальный текущий уровень газожидкостного контакта. Прорыв закачиваемой воды — самая негативная причина замещения газа с точки зрения разработки и планирования мероприятий по эффективному извлечению запасов нефти и газа.

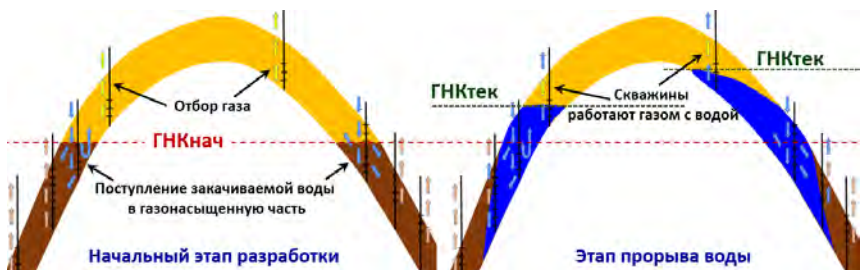


Рис. 8.1.2. Схема замещения газа при прорыве закачиваемой воды

В добывающих скважинах переток из газонасыщенной части (рис. 8.1.3) приводит к снижению пластового давления в газовой шапке (происходит отбор газа), в результате чего может произойти прорыв закачиваемой воды, а также серьезной аварийной ситуации. В нагнетательных скважинах при перетоке в газонасыщенную часть происходит локальное замещение газа, при значительных перетоках — прорыв закачиваемой воды к соседним скважинам.

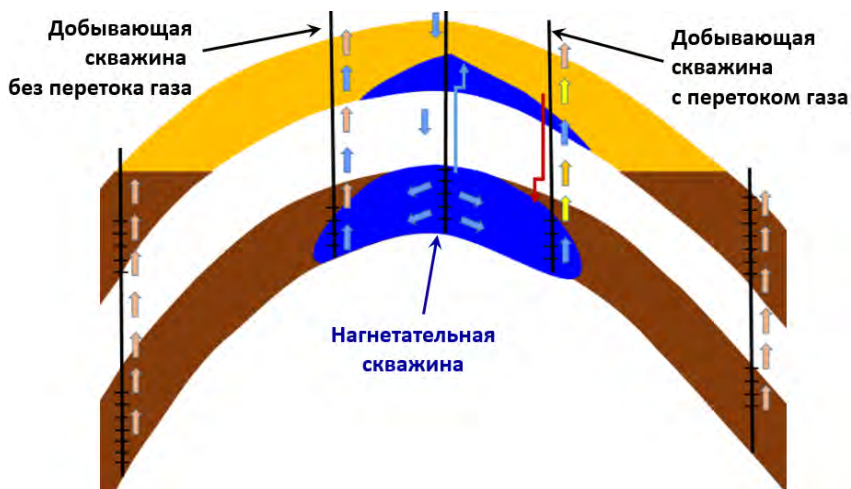


Рис. 8.1.3. Схема замещения газа при перетоках

При выработке запасов нефти и газа наиболее сильное влияние оказывает гравитационное распределение флюидов: при прочих равных более легкий флюид (газ, нефть) скапливается в верхней части пласта на более возвышенных участках; более тяжелый флюид (вода) — в нижней части пласта (гравитационный эффект наиболее отчетливо проявляется в горизонтальных скважинах). В результате на нефтяных залежах наблюдается опережающее обводнение в нижней части разрабатываемого пласта (особенно в высокопроницаемых однородных пластах с низкой расчлененностью).

Существенная неоднородность пласта по проницаемости приводит к опережающему обводнению по наиболее проницаемой части пласта. Если в скважине проводился ГРП, происходит необратимое изменение проницаемости на несколько десятков метров от скважины. Связь между проницаемостью, определенной по данным ГИС открытого ствола, и эксплуатационными параметрами может отсутствовать. Но часто максимальный эффект ГРП наблюдается в наиболее проницаемых интервалах (ввиду наименьшего фильтрационного сопротивления). Эта зависимость нарушается при проведении ГРП в несколько этапов: более мощный ГРП на слабопроницаемые интервалы, «щадящий» ГРП на высокопроницаемые интервалы. Наибольший эффект ГРП обычно наблюдается в нижней части интервала перфорации вне зависимости от его проницаемости.

В процессе разработки нефтяных пластов происходит их обводнение. При этом высокая обводненность продукции добывающих скважин может быть связана как с геологическими, так и с техническими причинами.

Геологические причины высокой обводненности:

- перфорация водонасыщенной или слабонефтенасыщенной части пласта: скважина сразу работает с высокой обводненностью, которая примерно соответствует обводненности, определенной по кривым фазовой проницаемости;
- прорыв закачиваемой воды: через некоторое время после ввода в эксплуатацию (обычно не раньше, чем через

1–2 года) происходит резкий скачок обводненности, при этом дебит по жидкости вначале может незначительно снизиться (двухфазный поток), затем — либо остаться на том же уровне, либо вырасти: определяется по данным лабораторного анализа проб, подтверждается аномалией охлаждения пласта на термометрии (в остановленной скважине), РГЭ, методы потокометрии регистрируют приток воды (увеличение показаний влагометрии, проводимости по резистивиметрии, плотности на плотнометрии), отмечается по методам количественной оценки текущей нефтенасыщенности (рассмотрено в § 8.3–8.6, 8.8, 8.9);

- стягивание ВНК: при отборе нефти со временем происходит подъем уровня ВНК, особенно при разработке на естественном режиме: определяется по данным лабораторного анализа проб, подтверждается фиксацией водонефтяного раздела методами потокометрии на одной и той же глубине (в абсолютных отметках) во всех скважинах залежи (стягивание ВНК — это площадное явление); регистрируется методами количественной оценки текущей нефтенасыщенности;

- естественные трещины, связывающие нефтяные и водоносные интервалы: скважина сразу работает с некоторой обводненностью, которая растет по мере падения пластового давления.

Технические причины высокой обводненности:

- заколонные перетоки воды из неперфорированных интервалов: дебит жидкости со временем снижается, обводненность растет (ближайшие к перетоку нефтенасыщенные интервалы отсекаются более подвижной водой); по методам расходомерии отмечается интенсивный приток в кровле или подошве интервала перфорации (в зависимости от направления перетока), искажение термоградиента, вплоть до нулевых значений, в неперфорированных интервалах отмечается изменение показаний термометрии при изменении депрессии

(репрессии), при длительном перетоке — РГЭ, по методам количественной оценки текущей нефтенасыщенности значимого снижения нефтенасыщенности не наблюдается; часто в соседних нагнетательных скважинах отмечаются перетоки закачиваемой воды в эти же водонасыщенные пропластки;

- искусственные трещины, связывающие нефтяные и водоносные пласты;
- негерметичности элементов колонны: отмечаются высокая обводненность, резкое снижение дебита нефти (при негерметичности в водонасыщенных интервалах); по методам потокометрии отмечаются работа из интервала негерметичности и форма кривых ПГИ, характерная для интервала перфорации.

Рассмотрим основные методы контроля за нефтегазонасыщенностью:

- методы радиометрии: стационарный нейтронный каротаж (применяется в газонасыщенной части пласта); углерод-кислородный (С/О) каротаж (применяется в нефтенасыщенной части пласта); импульсный нейтрон-нейтронный каротаж; спектрометрический нейтрон-гамма каротаж (СНГК);
- методы электрометрии (наиболее эффективны в нефтенасыщенной части, в газонасыщенной части — только для контроля за прорывами воды, эффективны в дополнении к стационарному нейтронному каротажу): высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) в стеклопластиковой колонне и в скважинах с открытым забоем; электрический дивергентный каротаж (ЭДК); электрометрия открытого ствола скважин, пробуренных на поздней стадии разработки;
- волновой акустический каротаж (ВАК);
- методы потокометрии: могут применяться только в перфорированных интервалах при благоприятных условиях (рассмотрено в главах 2–5).

8.2. КОНТРОЛЬ ЗА ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬЮ МЕТОДОМ ННКт

Основной и наиболее простой метод контроля за текущей газонасыщенностью — стационарный нейтронный каротаж. Нейтрон-нейтронный каротаж (ННКт) наиболее информативен при жидком наполнении скважины; при заполнении скважины воздухом применяется нейтрон-гамма каротаж (НГК). Форма кривых ННКт и НГК в газонасыщенном коллекторе существенно не отличается, поэтому в данной главе детально будет рассматриваться только метод ННКт.

Метод ННКт основан на стационарном (непрерывном) облучении породы потоком быстрых нейтронов (с энергией до 14 МэВ). Излучаемые нейтроны взаимодействуют с веществом, а именно с ядрами, из которых состоят горные породы и насыщающий эту породу флюид. В результате взаимодействия быстрые нейтроны замедляются (т. е. теряют энергию) до уровня тепловых (с энергией 0,025 эВ). Чем сильнее среда поглощает нейтроны, тем ниже будут показания на кривой ННКт.

Нейтроны взаимодействуют исключительно с ядрами элементов:

- если ядро тяжелое — нейтрон меняет свое направление движения без существенной потери энергии (упругое рассеяние): это взаимодействие не представляет особого практического интереса;
- если ядро легкое — нейтрон отдает часть своей энергии ядру и приводит его в движение, сопровождающееся испусканием гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР), происходит замедление нейтрона (неупругое рассеяние);
- чем ниже энергия нейтрона, тем выше вероятность захвата нейтрона ядром с испусканием гамма-кванта: происходит гамма-излучение радиационного захвата (ГИРЗ). Испускаемое гамма-излучение регистрируется в методе НГК.

Поглощающие (замедляющие) свойства среды зависят от двух основных факторов: содержания водорода и хлора (и других элементов с высоким сечением захвата нейтронов: Gd, B, Li, Mn, Ag, Cd, In, Cs, Eu, Sm, Er, Tm, Lu, Hf, Au, Hg).

Чем легче ядро, тем больше нейтрон теряет энергии при столкновении. Водород является самым легким химическим элементом, входит в состав горных пород и содержится в насыщающем породу флюиде (углеводороды, вода). При столкновении с водородом нейтрон теряет половину своей энергии. Высокое содержание водорода отмечается в глинах, поэтому с ростом глинистости показания ННКт снижаются.

Содержание водорода в нефти и воде практически не отличается (при одинаковой литологии). В газонасыщенных коллекторах проявляется «плотностной эффект»: плотность газа существенно ниже, чем у нефти или воды, поэтому в газовой среде содержится меньше водорода, чем в том же объеме нефти или воды. В газонасыщенных коллекторах показания ННКт значительно выше, чем в нефте- или водонасыщенных интервалах.

Повышенное содержание хлора и других элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов оказывает разное влияние на показания методов ННКт и НГК: увеличение хлорсодержания приводит к снижению показаний ННКт (у хлора сечение поглощения нейтронов в 100 раз выше, чем у водорода) и росту НГК. При высокой минерализации воды по этим методам возможно разделение нефти от воды (т. е. контроль за ВНК), а при минерализации свыше 150 г/л — количественная оценка коэффициента текущей нефтенасыщенности.

При контроле за газонасыщенностью зависимость показаний ННКт от хлорсодержания — искажающий фактор (особенно при значимом изменении минерализации в процессе разработки). Существует модификация нейтронного каротажа по надтепловым нейтронам: на показания этого метода хлорсодержание не оказывает влияния, но для метода характерна еще меньшая глубинность исследований: 20–40 см.

Главный недостаток ННКт — малый радиус исследования (40–50 см), что ограничивает применение метода в перфорированной части и в интервалах перетоков нефти или воды (происходит проникновение скважинной жидкости).

После бурения скважины при проведении ННКт в открытом стволе в пределах радиуса исследования метода регистрируются не параметры пластового флюида, а параметры зоны проникновения. На расстоянии 40–50 см от стенок скважины находится не газ, а смесь газа с фильтратом бурового раствора, поэтому показания в открытом стволе занижены и необходимы повторные исследования через некоторое время после расформирования зоны проникновения.

При незначительном проникновении фильтрата бурового раствора (ФБР) уже в открытом стволе показания ННКт в газе могут быть несколько выше (рис. 8.2.1, слева), чем в нефти или в воде (при той же пористости и глинистости). При значительном проникновении ФБР газ неотличим от нефти или воды (рис. 8.2.1, справа), так как в пределах радиуса исследования находится не пластовый флюид, а буровой раствор, который по показаниям ННКт слабо отличается от нефти и воды (низкой минерализации).

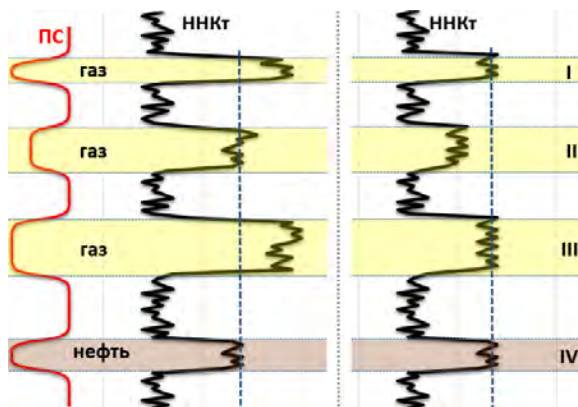


Рис. 8.2.1. Кривые ННКт в открытом стволе: слева — незначительное проникновение ФБР; справа — значительное проникновение ФБР

В газонасыщенных интервалах со временем отмечается увеличение показаний ННКт (расформирование зоны проникновения). Через некоторое время (когда зона проникновения расформировалась) показания ННКт больше не увеличиваются и характеризуют начальную газонасыщенность пласта (рис. 8.2.2). Именно от этого замера (после расформирования зоны проникновения) осуществляется контроль за текущей газонасыщенностью. В дальнейшем при замещении газа жидкостью (нефтью или водой) будет происходить снижение показаний. При полном замещении газа показания ННКт будут соответствовать показаниям нефте- или водонасыщенного коллектора той же пористости или могут быть несколько выше (влияние остаточной газонасыщенности).

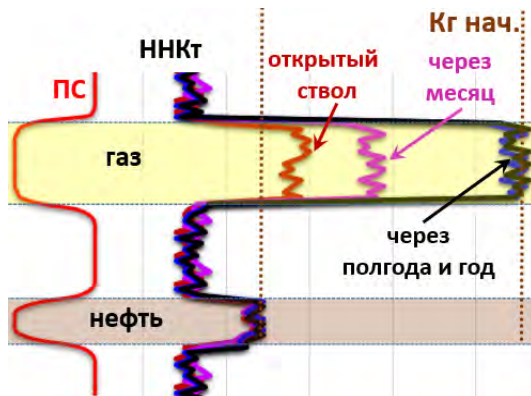


Рис. 8.2.2. Расформирование зоны проникновения на кривых ННКт

Таким образом, в газонасыщенном интервале по данным ННКт отмечаются следующие временные изменения:

- в открытом стволе показания ННКт несколько выше или равны показаниям нефтенасыщенного (водонасыщенного) интервала той же пористости и глинистости;
- после цементации скважины на повторных замерах отмечается увеличение показаний ННКт (расформирование зоны

проникновения); длительность расформирования зоны проникновения зависит от проницаемости пласта и технологии бурения скважины и может составлять от нескольких дней до нескольких десятков лет; для подтверждения начального уровня ГНК обычно достаточно повторного замера, проведенного через месяц после бурения скважины;

- в последующем, если на двух замерах показания НКт не изменяются, зона проникновения принимается полностью расформированной, показания НКт характеризуют начальную газонасыщенность пласта: контроль за замещением газонасыщенной толщины ведется от этого замера;

- при отборе газа происходит снижение газонасыщенности, что сопровождается снижением показаний НКт относительно замера после полностью расформированной зоны проникновения.

В нефтенасыщенных интервалах показания НКт со временем не изменяются. Исключение составляют некоторые технические ситуации: разгазирование нефти (увеличение показаний в работающей скважине при снижении забойного давления ниже давления насыщения), переток газа (увеличение показаний), глушение скважины (задавливание солевого раствора в интервал перфорации приводит к уменьшению показаний НКт), закачка в нефтенасыщенный пласт воды с существенно отличающейся минерализацией, чем минерализация пластовой воды (разница более 50 г/л), разрушение цемента или повторный цементаж, применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН), разрушающих глинистую компоненту.

На качественном уровне можно выделить три стадии замещения газонасыщенной толщины:

- замещение газа отсутствует: текущий характер насыщения равен начальному (газ); показания НКт соответствуют максимуму в коллекторах при такой пористости и глинистости;
- частичное замещение газа: газ частично заместился жидкостью (нефтью или водой); текущий характер насыщения —

газ с жидкостью в двухфазном (газ с нефтью, газ с водой) или трехфазном состоянии (газ с нефтью и водой); показания НКт определяются как промежуточные значения между замером после расформирования зоны проникновения и минимумом, который соответствует нефте- или водонасыщенному коллектору той же пористости и глинистости;

- полное замещение газа: газ полностью замещен жидкостью; текущий характер насыщения — нефть, вода или нефть с водой; показания НКт соответствуют нефте- или водонасыщенному коллектору той же пористости и глинистости или незначительно выше (влияние остаточной газонасыщенности).

Если нет замера после расформирования зоны проникновения, в интервалах частичного замещения газа создается кажущееся впечатление отсутствия замещения газа (рис. 8.2.3, справа).

При отсутствии замера после расформирования зоны проникновения:

- для однозначной оценки характера насыщения необходимо проведение количественной оценки газонасыщенности по методам электрометрии, ИННК или по текущему замеру НКт (через дефект плотности);

- оцениваются абсолютные показания НКт (отношение превышения показаний в газонасыщенном коллекторе относительно нефте- или водонасыщенного коллектора), сопоставляя полученные данные со скважинами, в которых есть замеры после расформирования зоны проникновения (при той же пористости и глинистости);

- оценивается газонасыщенность пласта в соседних скважинах (при хорошей корреляции с текущей скважиной), где есть замеры после расформирования зоны проникновения; данный подход эффективен при стягивании ГНК и имеет низкую эффективность, если газ замещается вследствие прорыва закачиваемой воды;

- наличие РГЭ свидетельствует о происходящей выработке пласта.

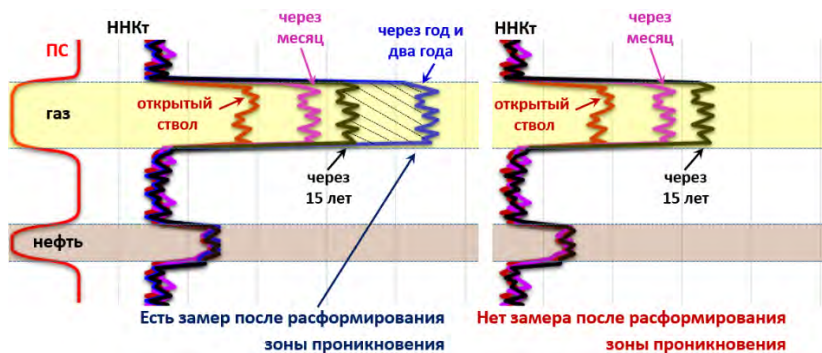


Рис. 8.2.3. Частичное замещение газонасыщенной толщины по ННКт в случае, когда замер после расформирования зоны проникновения отсутствует

Пример расформирования зоны проникновения и замещения газонасыщенной толщины по данным ННКт приведен на рис. 8.2.4.

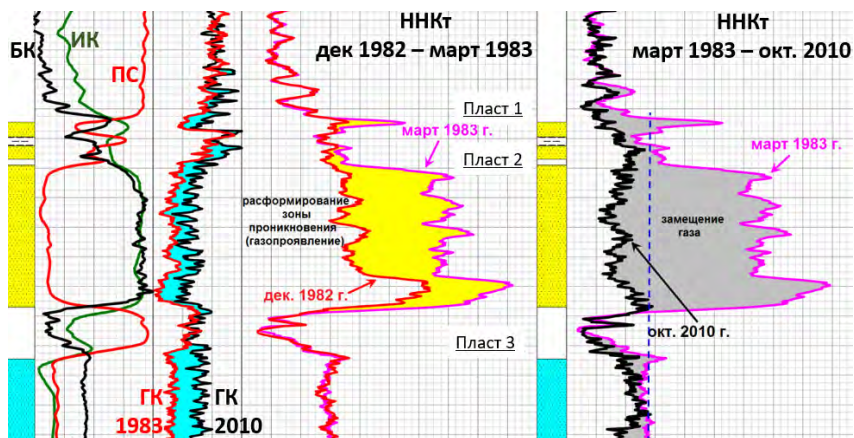


Рис. 8.2.4. Пример расформирования зоны проникновения и замещения газонасыщенной толщины по данным ННКт

В газонасыщенном интервале уже на дату бурения (декабрь 1982 г.) показания ННКт были существенно выше, чем в водонасыщенном интервале той же пористости. Через четыре месяца провели повторный замер ННКт (март 1983 г.): отмечается расформирование зоны проникновения, проявляющееся в увеличении показаний кривой ННКт в газонасыщенной части (контроль за изменением газонасыщенности в дальнейшем велся относительно этого замера). В октябре 2010 г. на повторном замере ННКт регистрируется снижение показаний до уровня, характерного водонасыщенным интервалам, т. е. произошло полное замещение газонасыщенной толщины. Некоторое снижение показаний ННКт регистрируется даже в водонасыщенной части, что связано с интенсивным обводнением и наличием РГЭ.

По данным ННКт можно выявить интервалы полного или частичного замещения газонасыщенной толщины, но невозможно определить, какой именно жидкостью (нефтью или водой) заместился газ, что особенно актуально при разработке нефтегазовых месторождений. Но при наличии РГЭ в зависимости от степени замещения газа по данным ННКт можно сделать вывод о полном или частичном обводнении интервала закачиваемой водой (рис. 8.2.5). Отсутствие РГЭ при наличии замещения газа по данным ННКт свидетельствует о внедрении нефти (стягивание ГНК). При этом стоит принимать во внимание ограничения и особенности интерпретации РГЭ (рассмотрено в главе 4).

Периодические исследования в одних и тех же скважинах позволяют оценивать динамику снижения газонасыщенности и подъема ГНК (рис. 8.2.6).

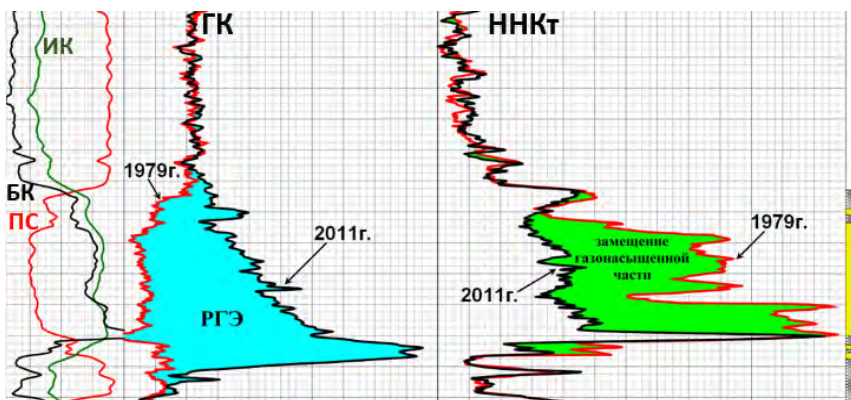


Рис. 8.2.5. Пример замещения газонасыщенной толщины вследствие прорыва закачиваемой воды (проявление РГЭ)

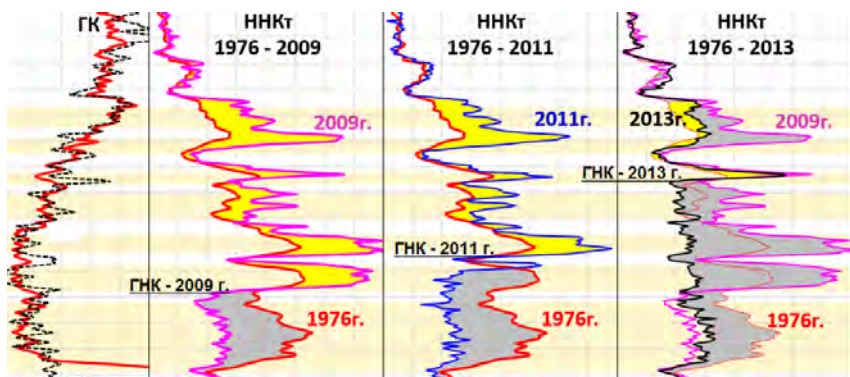


Рис. 8.2.6. Пример динамики подъема ГНК, регистрируемой по данным временных исследований ННКт

При разработке нефтегазовых залежей достаточно частой и крайне негативной причиной замещения газонасыщенной толщины является переток закачиваемой воды в нагнетательных скважинах (см. рис. 8.2.7). Поэтому при планировании мероприятий по контролю за газонасыщенной толщиной объем

исследовательских работ в нагнетательных скважинах должен быть значительно выше.

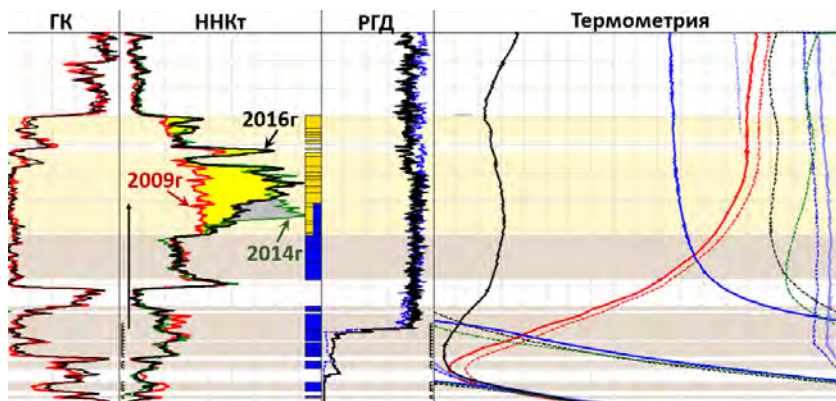


Рис. 8.2.7. Пример частичного замещения газонасыщенной толщины вследствие перетока в нагнетательной скважине

Количественная оценка газонасыщенности по методике опорных пластов.

Наиболее простой и эффективный способ количественной оценки коэффициента текущей газонасыщенности предусмотрен по методике опорных пластов. Для применения данной методики необходим замер ННКт после полного расформирования зоны проникновения: этим показаниям присваивают значение начальной газонасыщенности, определенной по электрометрии открытого ствола (рис. 8.2.8, точка 1). Затем вблизи исследуемого газонасыщенного интервала находят нефте- или водонасыщенный пропласток той же пористости и глинистости, которому присваивается нулевое значение (точка 2). Если на повторном замере, проведенном через несколько лет, регистрируется снижение показаний, коэффициент газонасыщенности оценивается по рассчитанной зависимости (точка 3). Подобные палетки можно построить для интервалов различной пористости.

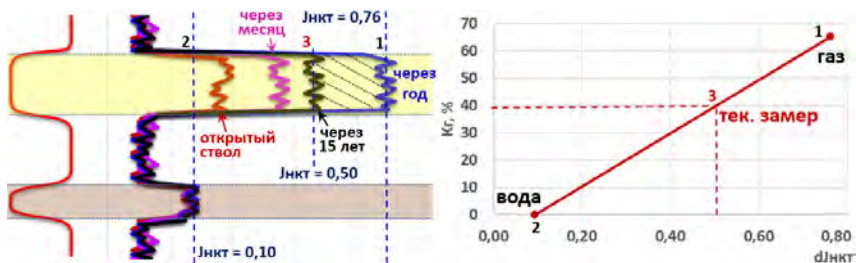


Рис. 8.2.8. Количественная оценка K_2 по данным ННКт по методике опорных пластов

Недостатком методики двух опорных пластов является сложность подбора нефте- или водонасыщенного пропластка той же пористости, что и изучаемый газонасыщенный интервал.

Существует усовершенствованная методика опорных пластов, предполагающая использование в качестве опорных интервалов толщи неразмытых глин, газонасыщенного пласта с высокой пористостью и газонасыщенностью и плотного прося. Методика Р. А. Резванова предполагает использование палеток пористости водонасыщенных пластов, дополненных номограммами, учитывающими anomalно низкую плотность газонасыщенных интервалов. Общим недостатком данных методик является не учитываемое влияние глинистости пласта.

Таким образом, применение методики опорных пластов возможно в интервалах с низкой глинистостью и наличием в разрезе большого количества пропластков с различными ФЕС.

Методика «главной огибающей» для оценки коэффициента газонасыщенности заключается в следующем: в наблюдательной скважине, оборудованной стеклопластиковой колонной, определяют изменение газонасыщенности во времени по данным электрометрии (ВИКИЗ) и соответствующие им значения НГК или ННКт (двойной разностный параметр). За опорные интервалы принимаются неразмытые глины (минимум показаний) и высокопористый максимально газонасыщенный интервал. В соответствии с указанными опорными пластами

получается зависимость газонасыщенности от водородосодержания с использованием палетки Р. А. Резванова. С помощью этой зависимости значение двойного разностного параметра ставится в соответствии с газонасыщенностью. Недостаток методики заключается в недоучете нелинейного влияния глинистого материала на величину газонасыщенности и влияния пористости глинистых пород.

Методика ВНИИГАЗ для оценки коэффициента газонасыщенности основана на имитационном моделировании закономерностей изменения водородосодержания газонасыщенных коллекторов для коллекторов различной глинистости и пористости (от 20 до 40%) от газонасыщенности. Оценка коэффициента газонасыщенности осуществляется по палеткам $W = f(K_z)$ для пластов различной пористости и глинистости.

Количественная оценка коэффициента газонасыщенности через дефект плотности основана на том, что присутствие газа приводит к занижению водородосодержания (за счет меньшей плотности газа в одном и том же объеме содержится намного меньше ядер водорода, чем в том же объеме нефти или воды) и занижению рассчитываемой пористости.

Коэффициент газонасыщенности определяется по следующей формуле:

$$K_z = \frac{K_n^{zuc} - K_n^{HK} + K_{zl} \cdot W_{zl}}{K_n^{zuc} \cdot (W_6 - W_z)},$$

где K_n^{zuc} — коэффициент пористости, определенный по данным ГИС открытого ствола по методам, на которые газонасыщенность не оказывает влияния (ПС, ГК); K_n^{HK} — коэффициент пористости, определенный по текущему замеру нейтронного каротажа в обсаженном стволе скважины; K_{zl} — коэффициент глинистости, определенный по данным ГИС открытого ствола; W_{zl} , W_6 , W_z — водородный индекс глин, воды и газа. Водородный индекс воды W_6 примерно равен 1. Водородный индекс га-

за рассчитывается исходя из его плотности: $W_z = 2,25 \cdot d_z$; для метана плотность газа (в г/см³) может быть рассчитана через пластовое давление и температуру: $d_z = P/T$ (давление P — в МПа, температура T — в К). Водородный индекс газа в основном изменяется в диапазоне от 0,25 до 0,30.

Поправка за водородосодержание глин $W_{zл}$ изменяется в достаточно широком диапазоне в зависимости от минералогического состава глин (каолинит — 0,36, хлорит магнезиальный — 0,34, гидрослюда — 0,07–0,16, монтмориллонит — 0,22, глины в среднем по Западной Сибири — 0,22, глины Волго-Уральской провинции — 0,25, глины (каолинит + гидрослюда + хлорит в равном объеме) — 0,30). Вследствие широкой изменчивости минералогического состава глин учесть влияние глинистой компоненты крайне сложно. При высокой глинистости газонасыщенных коллекторов применение данной методики приводит к сильному искажению рассчитываемой газонасыщенности.

Для заглинизированных пород стоит учитывать различие плотности скелета породы и глин:

$$\Delta_{zл} = K_{zл} \cdot [d_{zл} - W_{zл} \cdot d_v - d_{ск} \cdot (1 - W_{zл})],$$

где $d_{zл}$ и $d_{ск}$ — плотность [глин (2,72) и скелета (2,68)], $\Delta_{zл} \approx 0,376$.

Для оценки нейтронной пористости используются однозондовые либо многозондовые (компенсированные) приборы нейтронного каротажа. При использовании однозондовой аппаратуры для оценки пористости применяется методика опорных пластов (глина и плотный).

Наиболее эффективно оценка водородной пористости решается с использованием двухзондовых приборов (по отношению показаний малого и большого зонда с применением эталонировочных зависимостей: $A = J_{нк}^{мз} / J_{нк}^{бз}$). В обсаженном стволе (на примере прибора СРК-76) показания компенсированного нейтронного каротажа зависят:

- от плотности цементного камня: при снижении плотности цемента с 1,8 до 1,0 г/см³ наибольшее влияние отмечается

при диаметре колонны 146 мм (поправка до -3,5% абс. в коэффициент пористости по ННКт), при диаметре колонны 168 мм (поправка до -1% абс.);

- минерализации: увеличение минерализации на 200 г/л приводит к снижению нейтронной пористости на 2 ч 2,5% (такое снижение часто наблюдается ниже интервала перфорации);

- диаметра скважины и колонны: с увеличением диаметра колонны показания $J_{НК}^{МЗ} / J_{НК}^{ОЗ}$ увеличиваются, так как показания по большому зонду снижаются (увеличивается влияние скважинной жидкости на показания);

- толщины металлической колонны: при толщине колонны 12 мм и коэффициенте пористости 10-30% поправочный коэффициент в пористость — 1,06 [14].

Количественная оценка коэффициента газонасыщенности через дефект плотности может быть проведена по палеткам [15], построенным для различных приборов, где шифр кривых — плотность газа (в г/см³), $\Delta K_n = K_n^{зис} - K_n^{НК}$ (рис. 8.2.9).

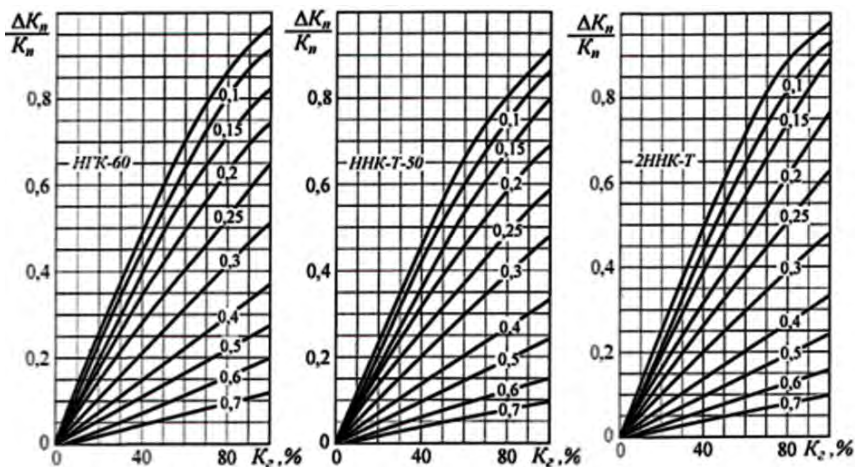


Рис. 8.2.9. Палетки для количественной оценки коэффициента газонасыщенности через дефект пористости (по данным Б. К. Журавлева, В. А. Велижанина, Ф. Х. Еникеевой [15])

Недостатки оценки коэффициента газонасыщенности через дефект плотности:

- высокая глинистость: вводимая поправка зачастую значительно выше влияния газа на показания метода, использование осредненных значений $W_{гп}$ приводит к серьезной погрешности метода; для заглинизированных коллекторов эти параметры должны оцениваться по надежным петрофизическим зависимостям, установленным для изучаемого месторождения;
- для однозондовой аппаратуры значения коэффициента газонасыщенности сильно зависят от того, насколько оптимально были подобраны опорные интервалы (плотный про слой и каверна в глинах), какие значения им присвоены;
- эффективность снижается при низкой газонасыщенности (менее 60%);
- по скважинам с расформировавшейся зоной проникновения необходимо оценивать начальную газонасыщенность, сравнивая результаты с данными электрометрии, при существенном расхождении показаний данная методика не применяется.

8.3. КОНТРОЛЬ ЗА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬЮ МЕТОДОМ ИННК

В отличие от стационарного нейтронного каротажа в методе ИННК облучение горных пород осуществляется в импульсном режиме длительностью 100–200 мкс. Через определенные промежутки времени (называемые временем задержки t_3) после облучения производится регистрация плотности тепловых нейтронов (см. рис. 8.3.1, слева). Запись ИННК осуществляется на нескольких временах задержки t_{31} и t_{32} .

После создания генератором импульса нейтронов регистрируются 100-канальные временные спектры (см. рис. 8.3.1, справа). Через 80–120 мкс (на 5–20 канале временного спектра)

образуется квазистационарное поле («полочка»), в этот момент ИННК аналогичен стационарному ННКт и возможна оценка нейтронной пористости. После 20 канала прослеживается спад плотности потока нейтронов.

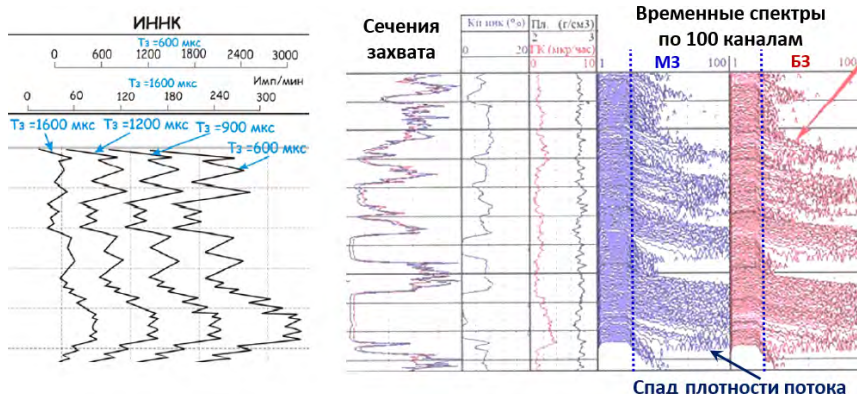


Рис. 8.3.1. Скорость счета ИННК на различных временах задержки (слева) и 100-канальные временные спектры (справа)

Результатом интерпретации является время жизни тепловых нейтронов:

$$\tau = \frac{\text{Ln}(I_1) - \text{Ln}(I_2)}{t_{31} - t_{32}},$$

где I_1 и I_2 — скорости счета на различных задержках t_{31} , t_{32} . Обратная величина от времени жизни тепловых нейтронов — декремент затухания: $\lambda = 1/\tau$.

Исходя из определенного декремента затухания, рассчитывается макроскопическое сечение захвата тепловых нейтронов: $\Sigma = \lambda/v$, где v — скорость тепловых нейтронов (при нормальных условиях — $2,2 \cdot 10^5$ см/с). В свою очередь, макроскопическое сечение захвата связано с петрофизическими параметрами:

- для нефтенасыщенного пласта:

$$\Sigma = (1 - K_n - K_{2л}) \cdot \Sigma_{ск} + K_{2л} \cdot \Sigma_{2л} + K_n \cdot [(1 - K_n) \cdot \Sigma_{в} + K_n \cdot \Sigma_n];$$

- для газонасыщенного пласта:

$$\Sigma = (1 - K_n - K_{2л}) \cdot \Sigma_{ск} + K_{2л} \cdot \Sigma_{2л} + K_n \cdot [(1 - K_2) \cdot \Sigma_{в} + K_2 \cdot \Sigma_2],$$

где $\Sigma_{ск}$, $\Sigma_{2л}$, $\Sigma_{в}$, Σ_2 , Σ_n — макроскопические сечения в скелете, глинах, воде, газе и нефти; $\Sigma_2 = 11 \cdot \delta_2$ (мс⁻¹); плотность газа — $\delta_2 = 2,16 \cdot P/T$ (г/см³); $\Sigma_{в} = 4,89 + 0,07 \cdot C_{пл·в}$, $C_{пл·в}$ — минерализация пластовой воды.

При оценке коэффициента нефтенасыщенности применяется методика опорных пластов, когда определяются параметры сечения захвата для чисто нефтенасыщенной и водонасыщенной породы; более точная методика — с использованием параметров, определенных по данным петрофизических исследований образцов керна.

Минимальное время жизни тепловых нейтронов τ регистрируется в минерализованной воде — 0,04, в пресной воде — 0,207, нефти — 0,21, газе — от 0,3 до 3,0 (в зависимости от давления). Таким образом, присутствие газа приводит к увеличению времени жизни тепловых нейтронов, а дифференциация нефтенасыщенных интервалов возможна лишь при высокой минерализации пластовых вод (выше 50 г/л). Сечение захвата, как обратно пропорциональная величина времени жизни тепловых нейтронов, снижается в газонасыщенных интервалах и становится максимальным в минерализованной воде.

Минералы скелета породы также отличаются по времени жизни тепловых нейтронов: кварц — 1,1, доломит — 0,96, кальцит — 0,63, монтмориллонит — 0,40, ангидрит — 0,36, каолинит — 0,36, галит — 0,006. Поэтому в качестве опорных пластов необходимо выбирать интервалы одинакового литологического состава с изучаемым.

Самое существенное значение на ИННК при оценке коэффициента нефтегазонасыщенности оказывает глинистость. Полностью учесть сечение захвата глин $\Sigma_{зл}$ невозможно, так как в глинах присутствует множество аксессуарных минералов с аномально высокими сечениями поглощения. Сечение захвата глин подбирается методом итераций.

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности по ИННК осуществляется по двум основным методикам:

- с использованием системы палеток, отражающих влияние на измеренный декремент затухания макроскопического сечения, водородосодержания и геолого-технологических условий;
- по методике опорных пластов:

$$K_2 = \frac{\Sigma_{нл} - \Sigma_{в.оп.}}{\Sigma_{з.оп.} - \Sigma_{в.оп.}},$$

где $\Sigma_{нл}$, $\Sigma_{з.оп.}$, $\Sigma_{в.оп.}$ — сечения поглощения в изучаемом, опорном газонасыщенном и водонасыщенном интервалах. В опорном водонасыщенном пласте предполагается полное отсутствие газа ($K_2 = 0\%$). Аналогично может быть определен коэффициент нефтенасыщенности в нефтяном пласте. Методика применима только при неизменной глинистости в изучаемом и опорных интервалах (содержание и состав глинистой компоненты должны быть постоянны). Недостатком является субъективизм в выборе опорных пластов: от того, насколько корректно был выделен опорный пласт, может существенно меняться определяемый коэффициент нефтегазонасыщенности.

Для определения текущего уровня ГЖК можно использовать интегральный счет по большому и малому зонду: превышение показаний большого зонда над малым (при нормировке по заведомо водо- или нефтенасыщенным интервалам) свидетельствует о присутствии газа (рис. 8.3.2).

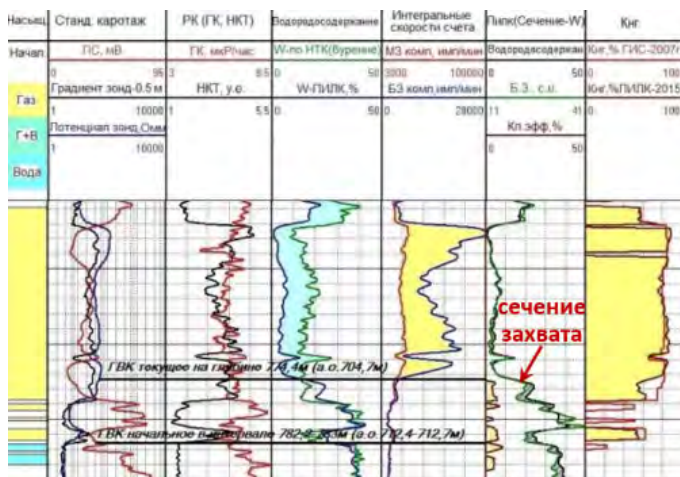


Рис. 8.3.2. Контроль за текущим положением ГЖК по данным ИННК

8.4. КОНТРОЛЬ ЗА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬЮ МЕТОДОМ СНГК

Спектрометрический нейтрон-гамма каротаж (СНГК) — это модификация стационарного метода НКГ, в котором изучается гамма-излучение, возникающее в результате взаимодействия нейтронов с хлором (хлорный каротаж).

Хлор практически отсутствует в скелете породы, поэтому показания метода слабо зависят от минералогического состава породы. Метод информативен в условиях низкой минерализации пластовых вод (менее 20 г/л) и позволяет в обсаженных скважинах в коллекторах с пористостью более 15% выделять газоносные, газоконденсатные и нефтяные пласты.

Прибор СНГК представлен в трех модификациях: СПРК (метод СНГК + компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж (2ННК_т)), СНГК-Ш (метод двухзондового широкодиапазонного СНГК), КСПРК-Ш-48 (комплексный спектрометрический прибор

радиоактивного каротажа: метод трехзондового широкодиапазонного *СНГК* + *2ННКт* + спектрометрический гамма-каротаж (*СГК*). Модуль *СГК* используется для оценки содержания ряда элементов в исследуемых горных породах (Ca, Si, H, Cl и др.). Радиусы исследований в модификации *КСРК-Ш-48*: 15–20 см (малый зонд), 20–30 см (средний зонд), 40–50 см (большой зонд); *ННКт*: 10–20 см.

СНГК позволяет определять содержание хлора по энергетической характеристике спектра ГИРЗ. Для повышения информативности применяются два типа спектров. Функция хлора «жесткая»: рассматривается спектр ГИРЗ > 2,3 МэВ; функция хлора «мягкая»: рассматривается спектр ГИРЗ < 2,3 МэВ (включает в себя энергетические линии фотопиков водорода). Использование жесткой компоненты позволяет минимизировать влияние естественного гамма-излучения и увеличить дифференциацию по газонасыщенности на 20–30%.

В качестве аналитических параметров, отражающих содержание хлора, используются комплексные функционалы F (смысл которых близок к параметрам пористости и насыщения):

- функционалы дефицита плотности и водородосодержания:

- в жесткой части спектра ГИРЗ ($E > 2,3$ МэВ):

$$F(dd_{ж}) = \frac{J_{ж}^2}{J_{ннк}^{мз} \cdot J_{ннк}^{бз}};$$

- в мягкой части спектра ГИРЗ ($E < 2,3$ МэВ):

$$F(dd_{м}) = \frac{J_{м}^2}{J_{ннк}^{мз} \cdot J_{ннк}^{бз}};$$

- по нейтронному каротажу (2ННКт):

$$F(dd_{ннк}) = \frac{1}{J_{ннк}^{мз} \cdot J_{ннк}^{бз}};$$

- функционал пористости: $F(K_n) = \frac{J_{\text{ННК}}^{\text{МЗ}}}{J_{\text{ННК}}^{\text{БЗ}}}$,

где $J_{\text{ж}}$, $J_{\text{м}}$ — спектральная активность жесткой и мягкой компоненты по СНГК; $J_{\text{ННК}}^{\text{МЗ}}$, $J_{\text{ННК}}^{\text{БЗ}}$ — показания по малому и большому зонду ННКт.

Использование данных параметров повышает дифференциацию между водонасыщенными и газонасыщенными пластами в 2–3 раза по сравнению со стационарным НГК (при $K_n > 25\text{--}30\%$). Увеличение минерализации до 200 г/л снижает дифференциацию параметров в 3 раза (метод более эффективен при низкой минерализации пластовых вод).

В газонасыщенных высокопористых интервалах регистрируется максимум функционала $F(dd)$ (или $F(Cl_{\text{ж}})$) и минимум $F(K_n)$ (рис. 8.4.1), в водонасыщенных интервалах (при $K_n > 20\%$) отмечается противоположная картина: низкие значения функционала $F(dd)$ и максимум $F(K_n)$. Увеличение газонасыщенной пористости с 20 до 30% приводит к пропорциональному увеличению $F(dd)$ и незначительному уменьшению $F(K_n)$.

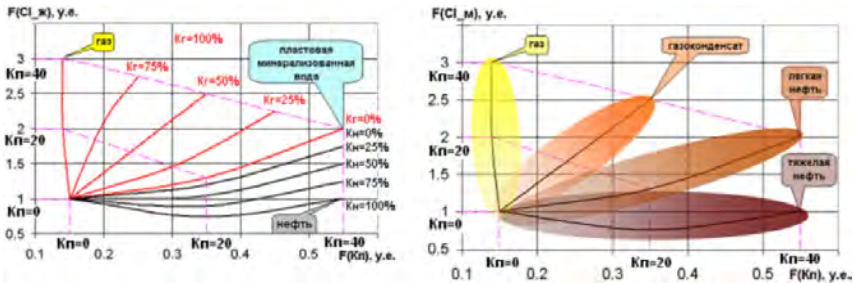


Рис. 8.4.1. Палетки для оценки нефтегазонасыщенности по СНГК

Вместе с тем используется нормированная относительно пресной воды функция дефицита плотности:

$$P(dd) = F(dd_{\text{мек}}) - F(dd_{\text{не}}),$$

где $F(dd_{ne})$ — показания в опорных пресных водонасыщенных пластах (можно использовать неразмывтые глины).

Значения нормированной функции дефицита плотности $P(dd)$ и функционала пористости $F(K_n)$ при различном литологическом составе и характере насыщения приведены на рис. 8.4.2.

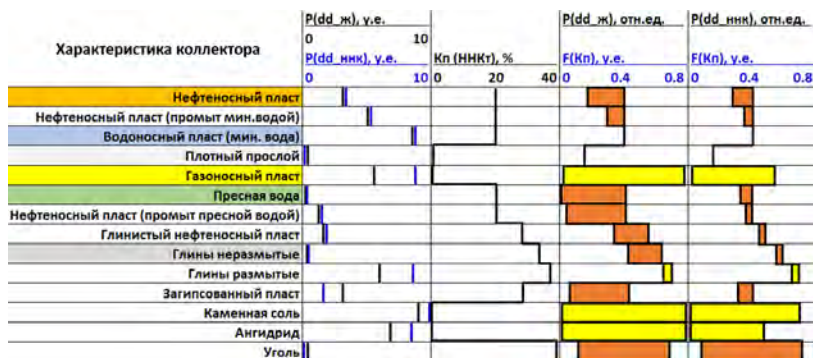


Рис. 8.4.2. Значения функционалов плотности, водородосодержания и пористости при различном литологическом составе и характере насыщения

СНГК — это новый метод контроля за текущей нефтегазонасыщенностью, значительно расширяющий возможности стационарных методов нейтронного каротажа, особенно в условиях низкой минерализации пластовых вод, когда даже импульсные модификации нейтронного каротажа неинформативны.

8.5. КОНТРОЛЬ ЗА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬЮ МЕТОДОМ ВАК

Физической основой применения волнового акустического каротажа при контроле за текущей нефтегазонасыщенностью является различие сжимаемости скелета, воды, нефти и газа.

Из пластовых флюидов наименьшая сжимаемость характерна для воды (причем она слабо зависит от минерализации); наибольшая сжимаемость у газа (рис. 8.5.1, слева). Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности основана на определении индекса насыщения (ИН), некоторого аналога параметра насыщения. ИН равен отношению комплексной упругой характеристики нефтенасыщенной (газонасыщенной) породы к упругой характеристике этой же породы, насыщенной водой. По палеточной зависимости (рис. 8.5.1, справа), исходя из величины ИН, определяется коэффициент нефтегазонасыщенности.

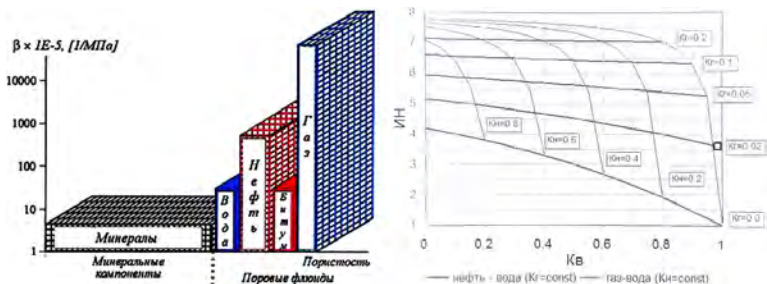


Рис. 8.5.1. Сжимаемость минералов и флюидов (слева) [15] и палетка для определения коэффициента нефтегазонасыщенности по данным ВАК (справа)

Главный недостаток метода — влияние неоднородного, изменяющегося в процессе эксплуатации качества цементного раствора, а также незначительный набор петрофизических данных, используемый при построении палеточных зависимостей. В настоящее время метод не получил широкого распространения.

8.6. КОНТРОЛЬ ЗА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬЮ МЕТОДОМ С/О-КАРОТАЖА

Углерод-кислородный каротаж (С/О) — это модификация импульсного нейтрон-гамма каротажа, в котором изучаются спектры гамма-излучения углерода и кислорода.

Исследования проводятся в импульсном режиме: через каждые 50–100 мкс (рис. 8.6.1, слева) порода облучается потоком быстрых нейтронов длительностью 10–20 мкс. Взаимодействие нейтронов с веществом сопровождается испусканием гамма-квантов (ГИНР, ГИРЗ). Энергия этого излучения будет зависеть от того, с ядром какого элемента произошло взаимодействие (рис. 8.6.1, посередине и справа). Таким образом, регистрируется не суммарное (интегральное) гамма-излучение, а определенные спектры: при взаимодействии нейтронов с кислородом формируется гамма-излучение энергией 6,13 и 7,10 МэВ; с углеродом — 4,43 МэВ; с кремнием — 1,78 МэВ (ГИНР) и 3,54, 4,93 МэВ (ГИРЗ); с кальцием — 3,74, 3,90, 4,49 МэВ (ГИНР) и 1,94, 4,42, 5,90, 6,42 (ГИРЗ) [16]. То есть по энергии спектра гамма-излучения можно определить атомарный состав горной породы и насыщающего флюида.

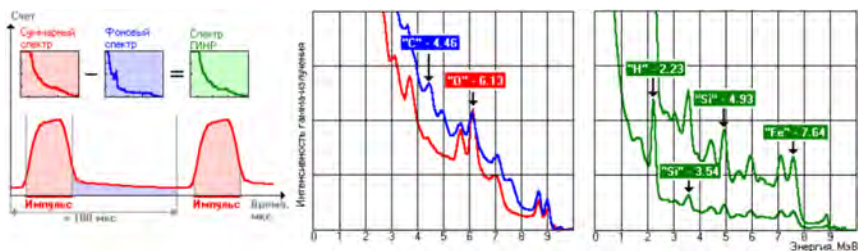


Рис. 8.6.1. Регистрация спектра вторичного гамма-излучения (слева), спектры ГИНР (посередине) и ГИРЗ (справа) для прибора АИМС-СП [16]

В методе С/О-каротажа определяется отношение спектра углерода к кислороду. Углерод — неотъемлемая компонента всех углеводородов, отсутствующая в воде. Кислород, напротив, присутствует в воде, но отсутствует в углеводородах. Таким образом, максимальное значение отношения углерода к кислороду (С/О) будет соответствовать интервалам с наибольшей нефтенасыщенностью.

Но отношение углерода к кислороду (C/O) никогда не равно нулю даже при полном отсутствии углерода в изучаемом интервале. Это связано с тем, что в энергетическое окно углерода попадают рассеянные гамма-кванты от более жесткого излучения (например, кислорода). Для исключения этого фактора дополнительно определяют отношение спектров кальция к кремнию Ca/Si (строят литологическую кривую). Этот параметр позволяет корректировать влияние твердой фазы горных пород: глинистости и карбонатности.

В опорном водонасыщенном интервале проводят нормировку показаний: кривые C/O и Ca/Si совмещаются, интервалу присваивается значение остаточной нефтенасыщенности (рис. 8.6.2). В нефтенасыщенных коллекторах отмечается приращение кривой C/O над Ca/Si : чем выше это приращение, тем выше нефтенасыщенность коллектора (при равной пористости и глинистости). Совпадение кривых C/O и Ca/Si в изначально нефтенасыщенном коллекторе свидетельствует о полном вытеснении нефти водой. Данная методика справедлива при выдержанной литологии в опорном водоносном и нефтеносном пластах.

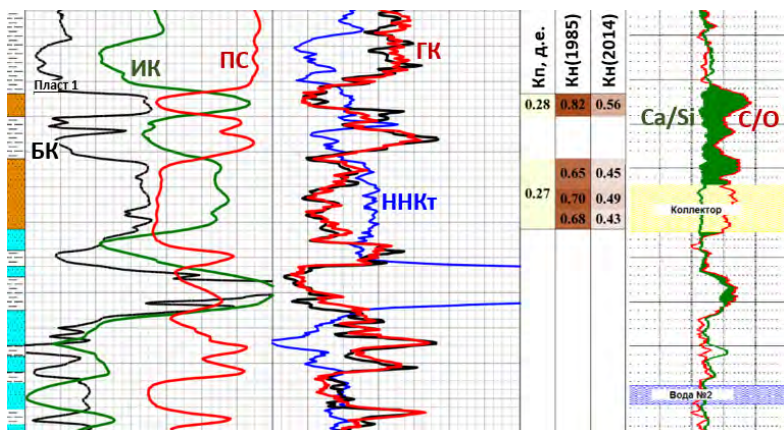


Рис. 8.6.2. Примеры кривых C/O -каротажа в нефтенасыщенном и водонасыщенном коллекторах

В породах с известной пористостью и литологическим составом параметр C/O не зависит от минерализации пластовой воды. Параметр Ca/Si , напротив, в значительной степени связан с минерализацией воды и глинистостью. Это обусловлено тем, что спектр гамма-излучения при радиационном захвате тепловых нейтронов ядрами хлора и кальция практически одинаков. Глинистость приводит к увеличению отношения Ca/Si , так как с ее ростом уменьшается содержание кремния [17]. Кроме того, в глинистых коллекторах незначительно добавляется гамма-излучение алюминия (3,80 МэВ), содержание которого в глинах может достигать 10–15% массовых [16].

Связь параметра C/O с коэффициентом нефтенасыщенности определяется следующим соотношением:

$$K_H = a \cdot (R_{C/O} - b \cdot R_{Ca/Si}) + c,$$

где a , b , c — настроенные на объект исследования константы. Подбор коэффициентов a , b , c осуществляется на модели горных пород.

Корректировка за глинистость проводится по опорному интервалу неразмывтых глин. Предполагается постоянство минерального состава глинистой фракции в коллекторах и опорных глинах. Критерием корректности рассчитанной глинистости является ее уровень в чистых глинах более 95%, в чистом коллекторе — около 3–5%. При отсутствии в разрезе интервала неразмывтых глин корректировка за глинистость не проводится. В опорном водонасыщенном интервале также вводится поправка за карбонатность.

Расчет коэффициента нефтенасыщенности по методике опорных пластов выполняется по следующим уравнениям [16]:

$$K_H = \frac{C/O_{\text{норм}} - Ca/Si_{\text{норм}}}{D_{COR}},$$

где $C/O_{\text{норм}} = C/O_{\text{испр}} - C/O_{\text{испр}}^{\text{опор}}$;

$$Ca/Si_{\text{норм}} = (Ca/Si_{\text{испр}} - Ca/Si_{\text{испр}}^{\text{опор}}) / P_{\text{лит}};$$

$$P_{lum} = a \cdot b \cdot (1 - K_n^{опор}) / K_n^{опор}; D_{COR} = \\ = g \cdot (\delta_n / 0,80) \cdot K_n / (1 - K_n) \cdot (c + d \cdot V_{кар}),$$

где $C/O_{испр}$, $C/O_{испр}^{опор}$, $Ca/Si_{испр}$, $Ca/Si_{испр}^{опор}$ — значения кривых C/O , Ca/Si в изучаемом и опорном интервале, исправленные за влияние искажающих факторов (глинистости, карбонатности, пористости); a , b , c и d — аппаратные константы (для прибора АИМС-СП: $a = 3,0$, $b = 0,075$, $c = 0,11$, $d = 0,02$); δ_n — плотность нефти в пластовых условиях; g — коэффициент чувствительности (определяется при метрологии аппаратуры); K_n — коэффициент пористости; $V_{кар}$ — карбонатность.

При вводе поправки за глинистость:

$$C/O_{испр} = [C/O - V_{гль} \cdot C/O_{гль}] / (1 - V_{гль});$$

$$Ca/Si = [Ca/Si - V_{гль} \cdot Ca/Si_{гль}] / (1 - V_{гль}),$$

где $C/O_{гль}$, $Ca/Si_{гль}$ — значения параметров в глинах; $V_{гль}$ — глинистость.

Характерное поведение кривых C/O -каротажа:

- нормированные кривые C/O и Ca/Si должны совпадать в водонасыщенных коллекторах при любой пористости и литологии;
- приращение кривой C/O над Ca/Si свидетельствует о содержании в породе углеводородов (нефть, битум, уголь);
- приращение кривой Ca/Si над C/O отмечается в пластах с повышенным содержанием карбонатов и в интервалах размытых глин.

В газонасыщенном коллекторе кривая C/O аналогична водонасыщенному коллектору, что связано с малым радиусом исследования метода и низкой плотностью газа: в изучаемом объеме газонасыщенного коллектора содержание углерода не превышает погрешности измерений. Поэтому метод C/O -каротажа не используется в газонасыщенных пластах, хотя может применяться в интервалах, в которых произошло полное замещение газа жидкостью, для определения типа флюида

(нефть или вода), которым заместился газ, и оценки текущей нефтенасыщенности, но даже в этом случае рассчитанное значение нефтенасыщенности будет систематически занижено вследствие присутствия остаточной газонасыщенности.

Существенное (если не определяющее) влияние на эффективность оценки коэффициента нефтенасыщенности по данным С/О-каротажа оказывает изменение плотности цемента за колонной в процессе эксплуатации скважины. Так, снижение плотности на $0,4 \text{ г/см}^3$ в исследуемом интервале относительно опорного приводит к систематической погрешности в 20% (при номинальном диаметре скважины — 196 мм, диаметре колонны — 146 мм). Изменение диаметра скважины приводит к увеличенной доле цемента в заколонном пространстве и появлению систематической погрешности в 7% на каждые 10 мм увеличения диаметра скважины. В интервалах с плотным цементом ($1,8 \text{ г/см}^3$) изменение диаметра на 28 мм приводит к погрешности 15–20%, при плотности цемента $1,0 \text{ г/см}^3$ погрешность возрастает до 40–45% [16].

Поэтому при выборе опорного интервала плотность цемента в изучаемом и опорном пропластке должна быть одинаковой. Особенно часто проблемы с качеством цементации отмечаются в эксплуатационных скважинах. При отсутствии повторных замеров методами цементометрии оценить участки разрушенного цемента можно лишь ориентировочно по косвенным признакам: РГЭ, временные изменения по стационарному нейтронному каротажу, перетоки в изучаемом или опорном интервале.

Наиболее благоприятные условия для проведения исследований методом С/О-каротажа: при заполнении скважины пресной водой; наличие нефти в стволе скважины снижает информативность метода. Рекомендуемая скорость каротажа — около 30 м/ч (не более 80 м/ч).

Главный недостаток метода — крайне малый радиус исследования: 10–12 см (в идеальных условиях — до 20 см). Поэтому исследования проводят после полного расформирования зоны

проникновения (как правило, не ранее чем через полгода/год после бурения скважины). По этой же причине исследования проводятся в неперфорированных интервалах, заколонные перетоки должны отсутствовать (в противном случае будут регистрироваться параметры не пластового флюида, а скважинной жидкости, поступающей в интервал перфорации или перетока при остановке скважины). Учитывая небольшую величину полезного сигнала, получаемого от пласта при столь малом радиусе исследования, С/О-каротаж не проводится через НКТ (необходим их подъем), что значительно увеличивает стоимость проведения исследований.

При пористости ниже 19% количественная оценка коэффициента нефтенасыщенности проводится с погрешностью более 20% (или проводится оценка характера насыщения только на качественном уровне). При пористости ниже 15% практически невозможно оценить характер насыщения даже на качественном уровне (регистрируемое превышение кривой С/О над Ca/Si находится на уровне погрешности метода). Вместе с тем значительным недостатком метода является невозможность осуществления контроля в газонасыщенной части пласта (до этапа полного замещения газа жидкостью): даже незначительное присутствие газа приводит к сильному занижению результатов. Высокая погрешность отмечается в пластах с невыдержанной литологией при изменении качества цементации в изучаемом и опорном интервалах.

Преимущества С/О-каротажа заключаются в возможности проведения исследований в металлической колонне и слабом влиянии минерализации пластовых вод (возможность применения при обводнении пласта пресной водой). Для многопластовых месторождений возможно проведение исследований в эксплуатационных скважинах нижележащих пластов, в которых вышележащие нефтенасыщенные пласты не перфорированы. Если на месторождении нефтенасыщенность выявлена только в одном пласте, необходимо бурить специальные наблюдательные скважины, в которых отсутствует перфорация

и предусмотрено периодическое (как правило, раз в год) проведение исследований по определению текущей нефтенасыщенности (рис. 8.6.3).

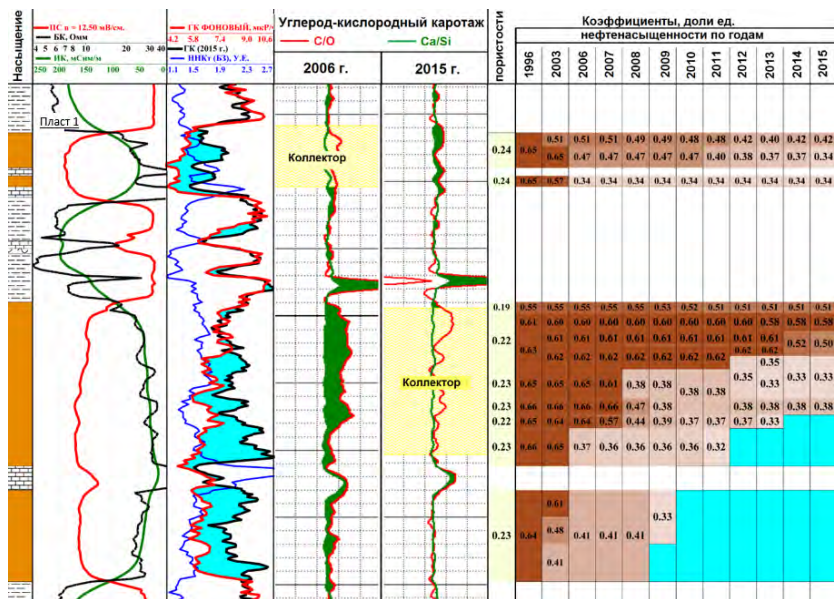


Рис. 8.6.3. Исследования по определению текущей нефтенасыщенности в динамике методом C/O-каротажа в наблюдательной скважине

8.7. ИЗМЕНЕНИЕ МИНЕРАЛИЗАЦИИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

В процессе разработки происходят снижение нефтенасыщенности и изменение минерализации пластовой воды, что оказывает существенное влияние на ряд методов радиометрии и электрометрии, применяемых при контроле за текущей нефтегазонасыщенностью. Изменение минерализации пластовых вод происходит в несколько этапов (рис. 8.7.1):

- начальный этап: нефть в пласте неподвижна, остаточная вода опреснена в прискважинной зоне фильтратом промывочной жидкости (при вскрытии на пресном буровом растворе);
- этап однофазного движения нефти: содержание хлора в прискважинной части пласта увеличивается за счет солевого обмена между движущейся нефтью и неподвижной остаточной водой;
- этап уменьшения нефтенасыщенности за счет опережающей капиллярной пропитки: содержание хлора в пласте достигает максимума и превосходит его содержание в водоносной части пласта;
- начальный этап обводнения: содержание хлора начинает уменьшаться до уровня минерализации остаточной воды;
- этап обводнения закачиваемой водой: в зависимости от соотношения минерализации закачиваемой и остаточной воды содержание хлора в пласте постепенно стабилизируется или уменьшается;
- конечный этап: содержание нефти снижается до предельных значений, соответствующих остаточной нефтенасыщенности, а минерализация равна (или меньше) минерализации закачиваемой воды.

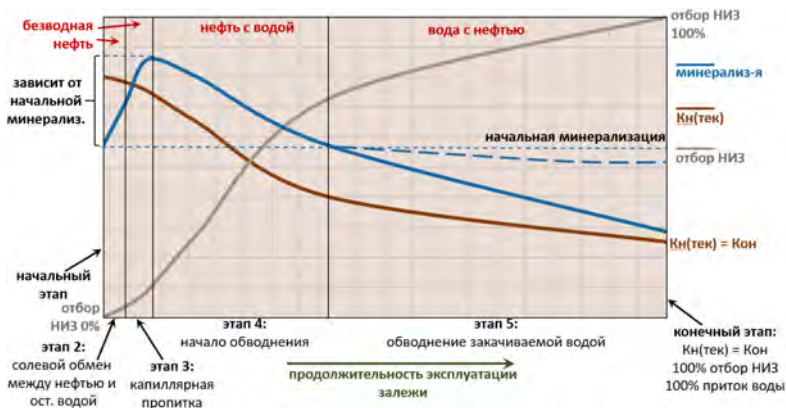


Рис. 8.7.1. Схема изменения минерализации в процессе разработки

На раннем этапе разработки отмечается увеличение минерализации пластовой воды, что приводит к кажущемуся занижению рассчитываемого коэффициента нефтенасыщенности по методам электрометрии. Для низкоминерализованных вод (менее 20 г/л) минерализация увеличивается незначительно (занижение удельного электрического сопротивления (УЭС) не более 1 Ом·м), этим фактором можно пренебречь. Для высокоминерализованных вод минерализация может увеличиваться на 100–200 г/л и более: если не учитывать этот фактор по методам электрометрии, будет создаваться впечатление практически полной выработки запасов.

На раннем этапе разработки скважины работают практически безводной продукцией (в предельно насыщенных коллекторах при отсутствии перетоков и негерметичностей). Основной целью контроля за текущей нефтенасыщенностью является выявление участков неравномерной выработки пласта для принятия решений о корректировке системы разработки, что отчасти может быть решено методами потокометрии (путем анализа профилей притока и приемистости в эксплуатационных скважинах, см. рис. 2.2.5).

С практической точки зрения наибольший интерес представляет поздняя стадия разработки — этап 5 (см. рис. 8.7.1). Именно на этом этапе появляются обводнившиеся скважины. Понимание структуры выработки запасов нефти (в каких интервалах высокая текущая нефтенасыщенность, а в каких — вода) позволяет планировать мероприятия по бурению боковых горизонтальных стволов в перспективные интервалы, изолировать промытые интервалы, применять различные методы увеличения нефтеотдачи.

Для отбора поверхностных проб воды обводненность продукции добывающей скважины должна превышать 10–15%, поэтому на начальном (безводном) этапе разработки оценить текущую минерализацию прямыми методами практически невозможно (за исключением слабонефтенасыщенных коллекто-

ров). На этапе обводнения, напротив, отбор поверхностных проб воды не представляет каких-либо сложностей.

Минерализация оценивается по данным шестикомпонентного анализа поверхностных проб воды в добывающих скважинах (содержание ионов Cl, CO₃, Ca, Na+K, Mg, Fe), что позволяет не только оценить текущую минерализацию, но и определить тип воды и процентное соотношение закачиваемой и пластовой воды, т. е. выявить причину обводнения скважины: стягивание ВНК, прорыв закачиваемой воды или переток воды из другого пласта (характеризующегося иным компонентным составом вод).

Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности по данным методов электрметрии может быть выполнена через параметр насыщения, предложенный В. Н. Дахновым:

$$P_n = \rho_{nn} / \rho_{en} = \rho_{nn} / (\rho_v \cdot P_n),$$

где ρ_{nn} и ρ_{en} — сопротивление изучаемой нефтенасыщенной породы и этой же породы при 100%-м насыщении водой; ρ_v — сопротивление пластовой воды; P_n — параметр пористости, который определяется по петрофизической связи $P_n = f(K_n)$, установленной по результатам исследований ядра.

В свою очередь, параметр насыщения связан с коэффициентом водонасыщенности $P_n = f(K_v)$. Таким образом, по установленным на ядре петрофизическим зависимостям $P_n = f(K_n)$ и $P_n = f(K_v)$, определив коэффициент пористости и УЭС изучаемой породы, возможна оценка коэффициента нефтегазонасыщенности.

При подсчете запасов сопротивление пластовой воды ρ_v определяется по данным лабораторных исследований проб воды, отобранных до начала разработки пласта. В процессе разработки УЭС воды меняется, поэтому необходимо вводить соответствующую корректировку по данным проб воды, отобранных в изучаемой (если скважина перфорирована) или соседних скважинах на дату проведения исследований (с учетом изменившейся температуры).

Оценка коэффициента начальной нефтегазонасыщенности возможна по зависимости сопротивления породы от ее влажности:

$$\rho_{нп} = f(W),$$

где $W = K_n \cdot K_в$.

Зависимость устанавливается по скважинам, пробуренным на растворе на нефтяной основе: минерализация пластовой воды при составлении алгоритмов не учитывается, объемная влажность определяется только лишь исходя из замеренного сопротивления породы. Поэтому при расчете текущей нефтегазонасыщенности эта методика может быть использована лишь в крайнем случае при условии, что минерализация в процессе разработки не изменилась (данные алгоритмы наиболее оптимальны для предельно насыщенных коллекторов, в процессе разработки в частично или полностью промытых интервалах отмечается существенное завышение рассчитанного коэффициента нефтегазонасыщенности).

8.8. КОНТРОЛЬ ЗА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬЮ МЕТОДОМ ВИКИЗ

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) базируется на измерении относительных фазовых характеристик высокочастотного электромагнитного поля. Измеряемым сигналом является разность фаз электромагнитного поля, через которую рассчитывается УЭС.

Прибор содержит пять трехэлементных зондов, имеющих различную длину и частоту излучения генераторных катушек. Подбор этих параметров обеспечивает изопараметричность, т. е. зависимость измеряемого сигнала только от УЭС среды.

Применяемые зонды: $I_10.1I_20.4Г$ (длина зонда — 0,5 м); $I_10.14I_20,57Г$ (длина зонда — 0,7 м); $I_10.2I_20.8Г$ (длина зонда —

1,0 м); $I_1 0.28 I_2 1.13 \Gamma$ (длина зонда — 1,4 м); $I_1 0.4 I_2 1.6 \Gamma$ (длина зонда — 2,0 м).

В металлической колонне исследования методом ВИКИЗ невозможны. Исследования проводятся в наблюдательных скважинах, оборудованных в интервале исследуемого пласта стеклопластиковой колонной (хвостовиком), или в скважинах с открытым забоем. Интерпретация ВИКИЗ в стеклопластиковой колонне принципиально не отличается от интерпретации в открытом стволе.

К недостаткам метода, помимо невозможности проведения исследований в металлической колонне, относится невысокий диапазон измерений: от 0,22 до 120–200 Ом·м. При более высоких УЭС погрешность увеличивается вследствие существенного влияния диэлектрической проницаемости (например, при УЭС пласта 300 Ом·м погрешность составляет ± 216 Ом·м). Как и для всех методов электрометрии, необходимы данные о текущей минерализации пластовых вод.

Несомненным преимуществом метода является возможность контроля за текущей насыщенностью не только в нефтяной части, но и в газовой шапке.

При этом стоит понимать, что нефть и газ по величине УЭС практически не отличаются и являются диэлектриками. Для нефтегазовых месторождений в газонасыщенной части пласта контроль за текущей нефтегазонасыщенностью методом ВИКИЗ осуществляется совместно с данными нейтронного каротажа: при замещении газа водой отмечаются снижение показаний по ННКт и снижение УЭС по ВИКИЗ в колонне (см. рис. 8.8.1); при внедрении нефти — снижение показаний по ННКт и практически неизменное УЭС по ВИКИЗ; при отсутствии замещения газа показания по ННКт максимальны для коллектора данной пористости, УЭС по ВИКИЗ в колонне соответствует начальному УЭС, определенному в открытом стволе (рис. 8.8.2).

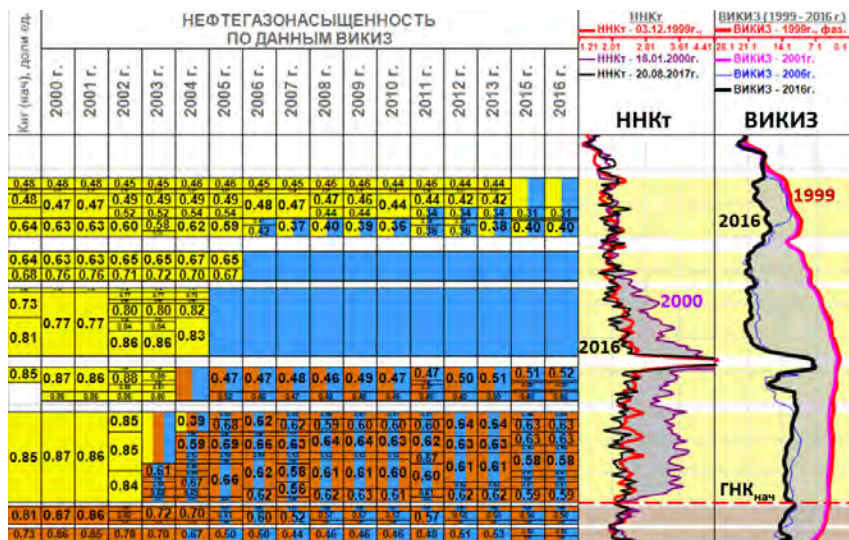


Рис. 8.8.1. Контроль за нефтегазонасыщенностью по ВИКИЗ: в верхней части газовой шапки — прорыв закачиваемой воды; в нижней — внедрение нефти с водой

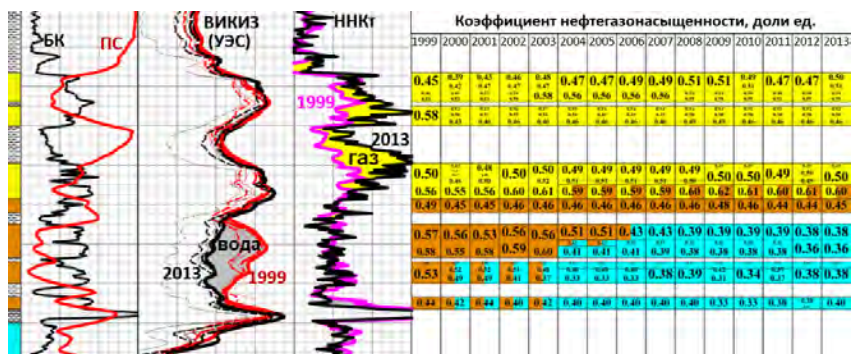


Рис. 8.8.2. Контроль за нефтегазонасыщенностью по ВИКИЗ: в газонасыщенной части характер насыщения не изменился

8.9. КОНТРОЛЬ ЗА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬЮ МЕТОДОМ ЭДК

Электрический дивергентный каротаж (ЭДК) позволяет определять УЭС пласта через металлическую колонну в скважинах, заполненных любой жидкостью. Метод применим для оценки текущего насыщения как в газовой, так и в нефтяной части пласта.

Обсадная колонна рассматривается как провод с несовершенной изоляцией. Электроды прижимаются к металлической колонне. Направление тока внутри скважины параллельно ее оси, а вне ее — близко к радиальному. Регистрируется разность потенциалов и пересчитывается в УЭС.

Регистрируемая разность потенциалов находится в диапазоне нановольт (сопротивление горных пород примерно в миллиард раз больше, чем сопротивление обсадной колонны), поэтому в некоторых источниках метод получил название наноэлектрического каротажа (НЭК).

Методика проведения измерений (см. рис. 8.9.1, слева):

- на металлическую колонну (сверху и снизу) поочередно во времени через токовые электроды A_1 и A_2 подается ток питания силой в несколько ампер;
- обратный токовый электрод B располагается на поверхности на удалении более 100 м (обычно на устье колонны соседней скважины);
- прибор опускается на необходимую глубину, электроды механически прижимаются к колонне;
- с помощью измерительных электродов $N_{уд}$, M_1 , N , M_2 измеряются первые и вторые разности потенциалов, и с учетом коэффициента зонда, определяемого по калибровочному устройству, вычисляется УЭС.

Если бы скважина находилась в непроводящей среде, то распределение электрического потенциала вдоль колонны имело бы линейный характер. Наличие проводящей среды

приводит к появлению тока, стекающего с колонны в среду, — тока утечки. Величина тока утечки зависит от проводимости среды: более проводящая среда создает больший ток утечки с колонны и большее отклонение ($\Delta^2 U$), менее проводящая среда — меньшее отклонение (рис. 8.9.1, справа).

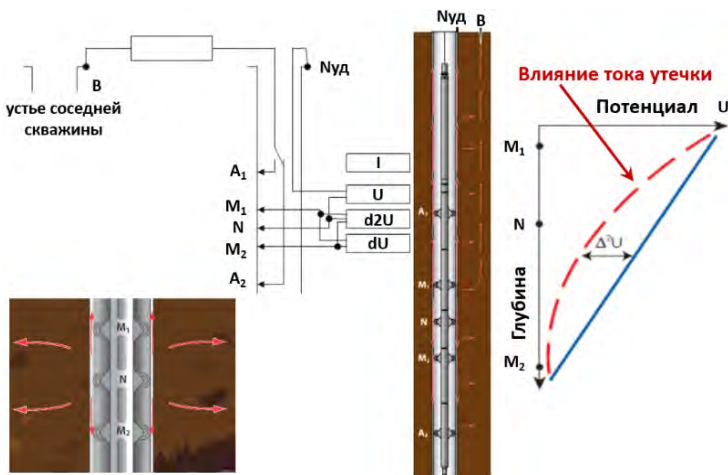


Рис. 8.9.1. Слева — схема проведения исследований по определению текущей нефтегазонасыщенности методом ЭДК на скважине; справа — проявление тока утечки в проводящей среде

Запись метода ЭДК ведется поточечно. Выбор шага регистрации производится с учетом вертикальной неоднородности разреза, рекомендуемый шаг — 0,2 м. Диапазон измерения: от 1 до 100 Ом·м. Радиус исследования: 1–2 м (в идеальных условиях — до 10 м).

Существует несколько вариантов аппаратуры ЭДК: *ИНТЭХ-НЭК*, *ЭКОС* (ООО НППГТ «Геофизика»), *ЭКРАН* («Тюменьпромгеофизика»), *CHFR* (Shlumberger): *Cased Hole Formation Resistivity*, *TCRT* (Baker Hughes): *Through Casing Resistivity Tool*.

Для учета влияния колонны и цемента производится нормировка показаний по опорному интервалу, который выбира-

ется исходя из следующих критериев: неизменность УЭС в процессе разработки (например, интервал глин), мощность опорного интервала (не менее 3 м), одинаковое качество цементационного раствора в опорном и изучаемом интервале. Нормировка осуществляется по следующей формуле:

$$УЭС_{норм}^{ЭДК} = УЭС^{ЭДК} \cdot УЭС_{гл}^{o.c.} / УЭС_{гл}^{ЭДК},$$

где $УЭС_{норм}^{ЭДК}$ — нормированное сопротивление по ЭДК; $УЭС^{ЭДК}$ — зарегистрированное сопротивление по ЭДК; $УЭС_{гл}^{o.c.}$ — сопротивление в опорном интервале (глинах) по данным ГИС открытого ствола; $УЭС_{гл}^{ЭДК}$ — сопротивление в опорном интервале (глинах) по данным метода ЭДК.

Сравнение УЭС, замеренного в открытом стволе и после его обсаживания металлической колонной (рис. 8.9.2), показывает высокую сходимость результатов (но только после расформирования зоны проникновения, которая, несмотря на высокий радиус исследования метода, может оказывать некоторое влияние).

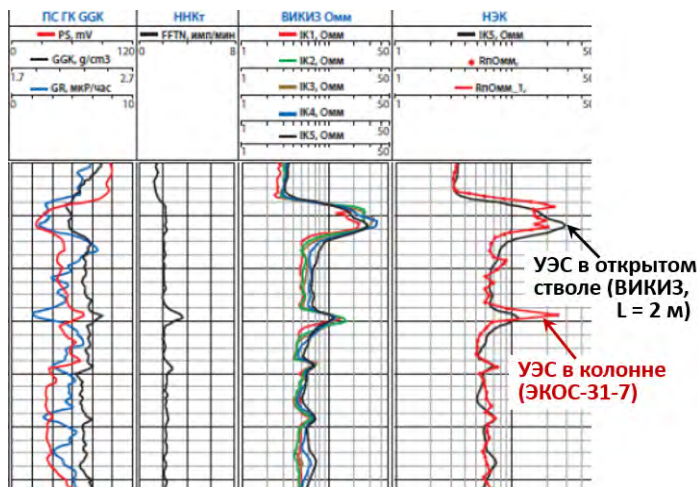


Рис. 8.9.2. Сравнение УЭС в открытом стволе (по ВИКИЗ, $L = 2$ м) с УЭС по ЭДК в металлической колонне. Прибор ЭКОС-31-7

Метод позволяет контролировать степень выработки пласта во времени не только в нефтенасыщенной (рис. 8.9.3), но и в газонасыщенной части.

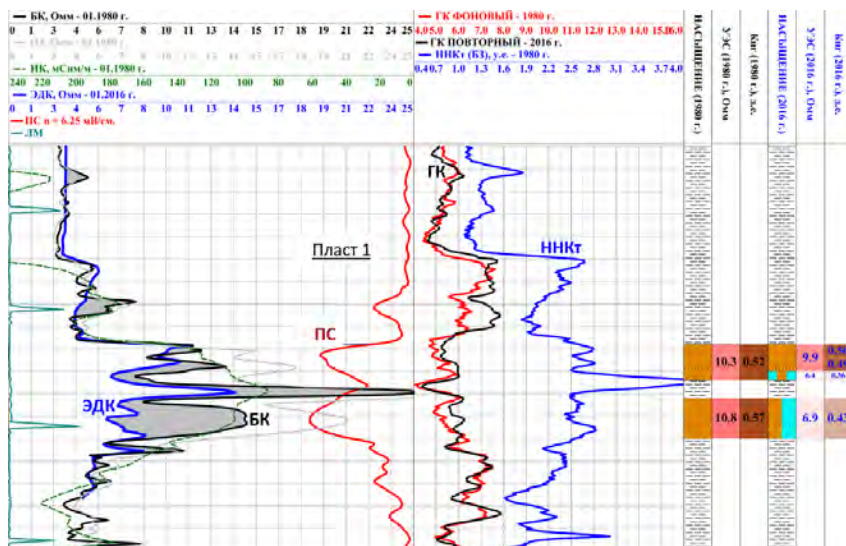


Рис. 8.9.3. Оценка коэффициента нефтенасыщенности в нефтенасыщенной части пласта по ЭДК

На рис. 8.9.4 приведен пример оценки характера насыщения по данным ЭДК в газонасыщенной части пласта. В скважине не был проведен нейтронный каротаж после расформирования зоны проникновения (была только запись НКт сразу после цементации — 1991 г.), на замере НКт от 2016 г. регистрировалось увеличение показаний относительно замера от 1991 г.: создавалось впечатление того, что запасы газа не заместились. Если бы был замер НКт через полгода/год после цементации скважины, то на нем показания были бы значительно выше показаний НКт от 1991 г. (произошло бы полное расформирование зоны проникновения), относительно этого замера

наглядно бы фиксировалось замещение газа (снижение показаний). Но при отсутствии замера после полного расформирования зоны проникновения в интервалах с частичным замещением кажется, что замещение газа отсутствует. В газонасыщенной части регистрируется РГЭ, который является косвенным признаком полной или частичной выработки интервала. Метод ЭДК показал снижение УЭС по всей нефте- и газонасыщенной толщине пласта. Таким образом, проведение ЭДК в газонасыщенных интервалах, в которых не проводились временные замеры ННКт, позволяет достаточно эффективно выявлять интервалы прорыва закачиваемой воды.

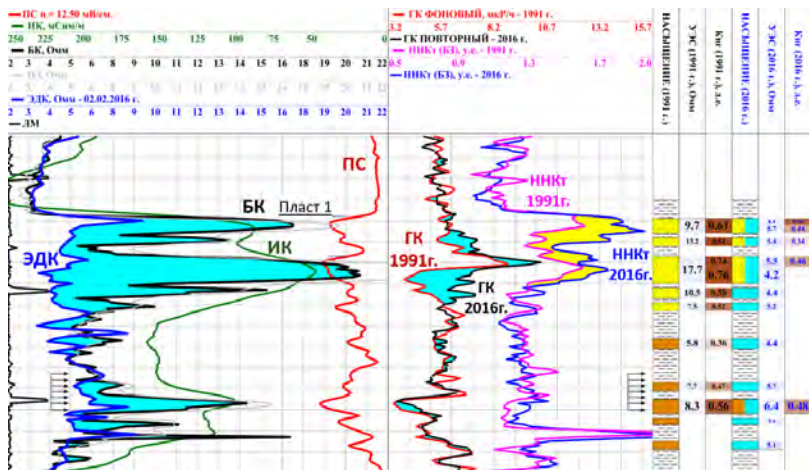


Рис. 8.9.4. Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности в газовой части пласта по ЭДК

Преимущества метода ЭДК:

- высокий радиус исследования (1–2 м), что позволяет снизить влияние зоны проникновения, а также проводить исследования в перфорированных интервалах;
- электрический метод с возможностью проведения исследований в металлической колонне;

- возможность проведения исследования в газонасыщенной части пласта, что в совокупности с нейтронным методом позволяет выявлять интервалы частичного замещения газа даже при отсутствии замера после расформирования зоны проникновения;

- возможность исследования низкопористых коллекторов, когда методы радиометрии неэффективны.

Недостатки метода ЭДК:

- необходимы данные о текущей минерализации пластовых вод (недостаток всех методов электрометрии);

- диапазон измерения от 1 до 100 Ом·м, что не позволяет исследовать высокоомные разрезы (карбонатные коллектора) до этапа их значительного обводнения;

- длительность исследований: около 4 минут на точке, 10-метровый пласт исследуется порядка 4 часов.

8.10. СКВАЖИНЫ, ПРОБУРЕННЫЕ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

Текущую нефтегазонасыщенность можно оценивать по данным ГИС открытого ствола скважин, пробуренных на поздней стадии разработки. К таким скважинам относятся:

- скважины, пробуренные на изучаемый объект по уплотняющей сетке;

- боковые стволы, имеющие наклонно направленную траекторию;

- скважины, пробуренные на нижележащие пласты, которые вводятся в разработку позднее изучаемых вышележащих пластов.

Разработка многопластовых месторождений зачастую осуществляется поэтапно: сначала разрабатывается один пласт, через несколько лет осуществляется бурение скважин на другой пласт. Если вводимый в разработку пласт находится глубже, то при его разбуривании будет вскрыт вышележащий

пласт, разрабатываемый длительное время. В таком случае данные ГИС открытого ствола характеризуют текущее состояние разработки вышележащего пласта на дату бурения скважины.

Ограничения методики:

- коэффициент нефтегазонасыщенности, определенный в таких скважинах, характеризует состояние разработки исключительно на дату бурения скважины; при необходимости оценки коэффициента вытеснения начальная нефтенасыщенность берется по соседним скважинам, пробуренным на начальном этапе разработки, либо по данным гипсометрии;
- необходима информация о текущей минерализации пластовых вод (на дату бурения скважины);
- сложная, трудоемкая оценка нефтегазонасыщенности при обводнении пласта пресной водой (как правило, такие скважины исключаются из рассмотрения);
- в полого направленных стволах может использоваться ограниченный комплекс ГИС, что сужает достоверность оценки нефтегазонасыщенности.

Текущая минерализация пластовых вод оценивается по соседним добывающим скважинам изучаемого пласта (если в текущей скважине перфорирован другой пласт). Стоит учитывать, что в добывающих скважинах могли проводить различные работы, сопровождаемые задавливанием в пласт технической (сильно минерализованной) воды: такие замеры исключаются по данным шестикомпонентного анализа отбираемых проб. Для большей достоверности рекомендуется смотреть минерализацию не только на дату бурения скважины, но и в динамике по нескольким скважинам окружения.

При отсутствии признаков обводнения пресной водой используется стандартная методика интерпретации данных ГИС (с учетом изменившейся пластовой температуры и минерализации). Коэффициент нефтегазонасыщенности рекомендуется

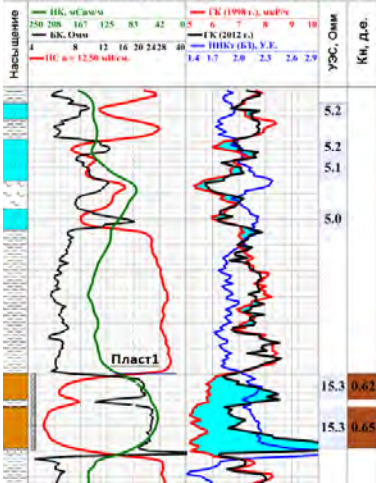
определять через параметр насыщения. Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности через связь сопротивления горной породы с ее влажностью допустима лишь в крайнем случае при неизменности минерализации в процессе разработки (в частично или полностью промытых интервалах коэффициент нефтегазонасыщенности, как правило, систематически завышен).

При интерпретации данных ГИС необходимо обязательно проводить корреляцию с соседними скважинами, пробуренными на начальном этапе разработки, что позволяет контролировать возможные ошибки в оценке пористости и нефтенасыщенности.

Пример определения текущей нефтенасыщенности по данным электрометрии бокового ствола, пробуренного на поздней стадии разработки, приведен на рис. 8.10.1. По сравнению с основным стволом (слева) через 16 лет отмечается снижение УЭС по всей толщине пласта: наибольшая выработка запасов нефти произошла в подошве пласта, где УЭС снизилось до уровня, характерного для водонасыщенных интервалов, т. е. в нижней части пласта произошла полная выработка подвижных запасов нефти. Перед бурением бокового ствола в основном стволе была проведена запись ГК (2012 г.): РГЭ отмечался по всей толщине пласта с максимумом в нижней части пласта.

Пример определения текущей нефтенасыщенности по данным электрометрии уплотняющей скважины приведен на рис. 8.10.2. Если на начальной стадии разработки оба пласта были нефтенасыщенные, то по данным уплотняющей скважины, пробуренной через 16 лет после начала разработки залежи, нижний пласт и нижняя часть верхнего пласта оказались полностью промытыми водой. Невыработанные запасы нефти сосредоточены в кровле верхнего пласта с коэффициентом нефтенасыщенности 0,51–0,61 (начальная нефтенасыщенность в этих интервалах, оцененная по соседней скважине, составляла 0,65–0,74).

основной ствол, дата бурения - март 1998 г.



второй ствол, дата бурения - сентябрь 2017 г.

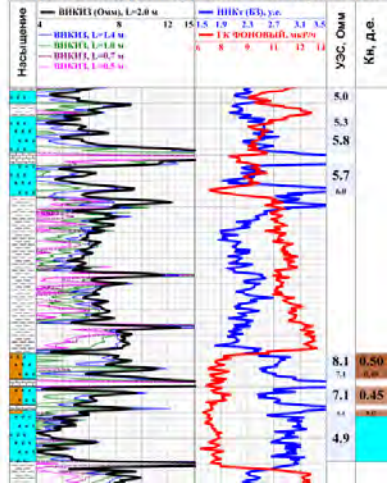
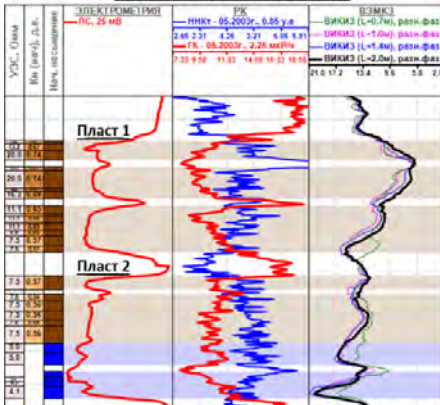


Рис. 8.10.1. Определение текущей нефтенасыщенности по данным электрометрии бокового ствола, пробуренного на поздней стадии разработки

Скважина 1. Пробурена в 2003 г.



Скважина 2. Пробурена в 2019 г.

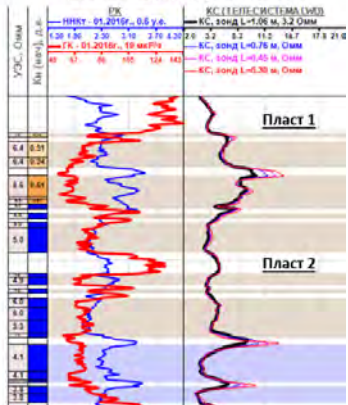


Рис. 8.10.2. Определение текущей нефтенасыщенности по электрометрии уплотняющей скважины, пробуренной на поздней стадии разработки

Пример определения текущей нефтенасыщенности по данным электрометрии нескольких скважин, пробуренных на поздней стадии разработки в пределах одного куста, приведен на рис. 8.10.3. Если в скважине, пробуренной в 1978 г., сопротивление пласта в среднем составляло 30 Ом·м (коэффициент нефтенасыщенности в кровле и середине пласта превышал 0,80), то по данным скважины, пробуренной на нижележащие объекты в 2018 г. (в 80 м южнее), УЭС снизилось до 11 Ом·м, нижние интервалы были полностью промыты водой. В 2019 г. была пробурена еще одна скважина (в 100 м севернее): УЭС в среднем составляло 10 Ом·м, коэффициент нефтенасыщенности изменялся в диапазоне от 0,39 до 0,56.

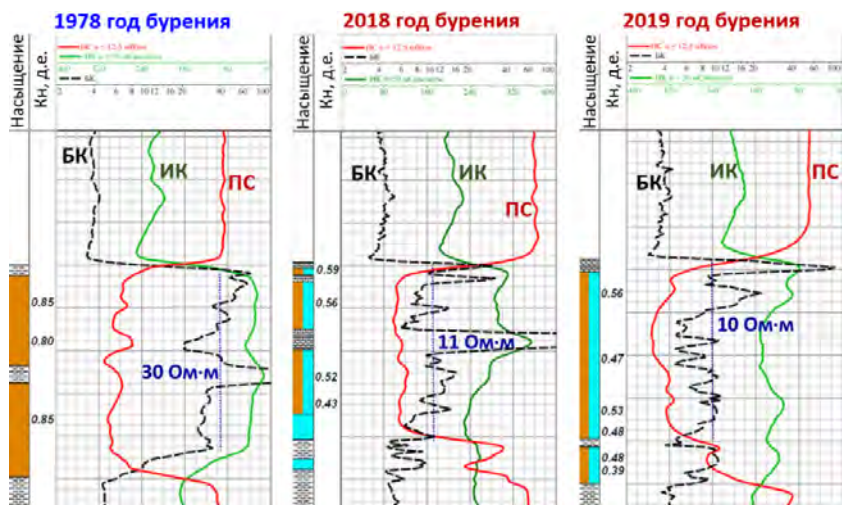


Рис. 8.10.3. Определение текущей нефтенасыщенности при кустовом разбуривании скважин на поздней стадии разработки

Поверхностная пресная (озерная) вода характеризуется высоким сопротивлением, сравнимым с сопротивлением нефтенасыщенных пород. Пласты, обводнившиеся пресной водой, отмечают высоким сопротивлением, в отдельных случаях —

выше сопротивления нефтенасыщенных интервалов. В настоящее время закачка пресной поверхностной воды крайне не рекомендуется (так как приводит к необратимому снижению проницаемости вследствие набухания глинистых частиц), но на месторождениях, введенных в разработку до 1990-х гг., этот фактор оказывает существенное влияние на интерпретацию данных ГИС.

Продвижение пресной поверхностной воды зачастую носит характер «кинжального» обводнения, когда движение воды осуществляется в узком направлении (вследствие набухания глинистых частиц): в одной скважине может регистрироваться прорыв пресной воды, в соседних скважинах — вода с неизменной (начальной) минерализацией. Кроме того, отмечается существенная дифференциация по степени опреснения воды: даже на участке, где все скважины обводнены пресной водой, сопротивление воды в соседних скважинах может отличаться в несколько раз. В таких случаях данные анализа проб пластовой воды из соседних скважин не могут быть использованы.

При обводнении пресной водой часто отмечается увеличение содержания ионов CO_3 в отбираемых пробах. Но самым ярким признаком обводнения пласта пресной водой является искажение кривой потенциала собственной поляризации (ПС): смещение линии глин, снижение ее амплитуды и, как следствие, занижение пористости. Для классических терригенных коллекторов увеличение УЭС воды в два раза приводит к смещению линии глин на кривой ПС примерно на 10 мВ.

Наиболее распространенная ситуация — обводнение пресной водой в подошве пласта, поскольку при прочих равных вода, как более тяжелый флюид, продвигается по нижней части пласта. Нижняя граница определяется по началу смещения линии глин в сторону отрицательных потенциалов ПС, т. е. влево (рис. 8.10.4, слева); также отмечается изменение УЭС: уменьшение или увеличение (в зависимости от доли пресной воды). Верхняя граница определяется по началу увеличения или уменьшения УЭС (при равенстве сопротивления в обвод-

ненной и необводненной части пласта — по началу изменения показаний зондов малой глубинности БКЗ или ВИКИЗ).



Рис. 8.10.4. Обводнение пресной водой в подошве (слева) и в кровле пласта (справа)

Характерное смещение кривой ПС отмечается при обводнении пресной водой как нефтенасыщенной части пласта (рис. 8.10.5, сверху), так и в газонасыщенных интервалах (рис. 8.10.5, снизу).

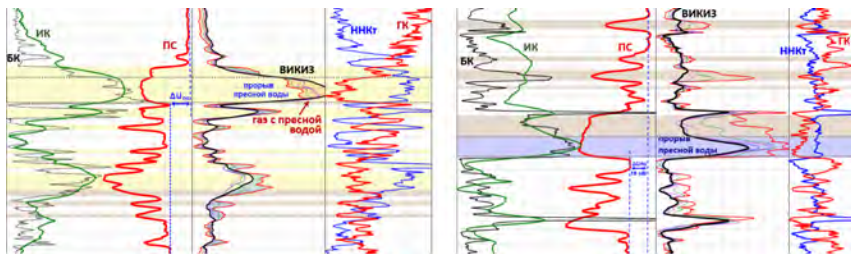


Рис. 8.10.5. Обводнение пресной водой в подошве нефтенасыщенного (справа) и газонасыщенного (слева) коллектора

Более редкий случай — обводнение пресной водой в кровле пласта. Стоит учитывать, что если в кровле произошло обводнение пресной водой, то в подошве текущее насыщение — либо нефть с высоким процентом минерализованной воды, либо минерализованная вода без нефти, что связано с гравитацион-

ным распределением флюидов: пресная вода характеризуется плотностью около $1,0 \text{ г/см}^3$, в монолитном прослое любой флюид, расположенный ниже, должен характеризоваться большей плотностью. Подобные интервалы встречаются редко и практически всегда неперспективны. Верхняя граница определяется по началу смещения линии глин в сторону отрицательных потенциалов ПС, т. е. влево (рис. 8.10.4, справа); также отмечается изменение УЭС. Нижняя граница — по началу изменения УЭС (дополнительный признак — окончание увеличения или уменьшения показаний зондов малой глубинности БКЗ или ВИКИЗ).

Наиболее сложный случай — обводнение пласта пресной водой по всей толщине. В таком случае характерного смещения линии глин на кривой ПС не отмечается, но происходит уменьшение амплитуды ПС по всей толщине (см. рис. 8.10.6, слева); УЭС может как уменьшиться, так и увеличиться (в зависимости от соотношения пластовой и пресной воды и их минерализации). Наиболее простой способ выявления обводнения пласта пресной водой по всей толщине — несоответствие кривой ПС методу ГК. По заведомо необводненным интервалам можно построить связь между относительными параметрами ПС и ГК, а по ней — восстановить истинную амплитуду кривой ПС и рассчитать ΔU_{nc} (данный подход справедлив для коллекторов с устойчивой связью между методами ПС и ГК). Пористость, рассчитанная по методу ПС, в интервале обводнения будет существенно ниже пористости, рассчитанной по другим методам ГИС (в частности, ГК). Обязательным условием является корреляция с соседними скважинами, пробуренными до начала активной разработки залежи, по которым можно оценить вероятное значение пористости (особенно в случаях, когда связь между ПС и ГК неустойчивая).

Самая редкая и не имеющая значимого практического применения ситуация — обводнение пресной водой в середине пласта. В таком случае отмечается уменьшение амплитуды ПС в середине пласта (см. рис. 8.10.6, справа); УЭС может как

уменьшиться, так и увеличиться. Выявляется по несоответствию кривой ПС и ГК (аналогично случаю с обводнением пресной водой по всей толщине пласта).

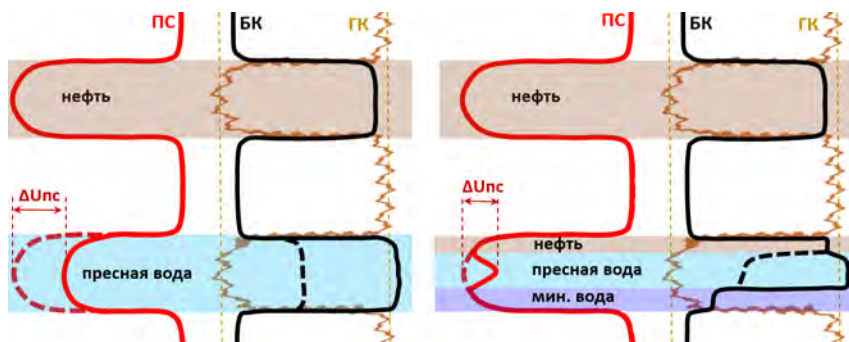


Рис. 8.10.6. Обводнение пресной водой по всей толщине (слева) и в середине пласта (справа)

При обводнении пресной водой минерализация воды оценивается:

- по данным поверхностных проб воды в текущей скважине (если интервал перфорирован) — самый точный способ;
- по данным поверхностных проб воды в соседних скважинах (могут быть большие погрешности ввиду неравномерного продвижения пресной воды: минерализация в соседних скважинах может сильно отличаться от минерализации в текущей скважине);
- по данным метода ПС: определяется величина смещения амплитуды ПС в мВ, затем по палеточным зависимостям с учетом диффузионно-адсорбционной активности вмещающих пород и пласта рассчитывается минерализация пластовой воды на дату бурения скважины.

Оценка минерализации воды по ПС включает в себя следующие этапы:

- выделение границ интервала, обводненного пресной водой, и определение амплитуды изменения кривой ПС ($\Delta U_{пс}$):

восстановление амплитуды ПС осуществляется по связи между относительными параметрами ПС и ГК или по соседним скважинам, которые хорошо коррелируются с изучаемой скважиной;

- сопротивление смеси закачиваемых и пластовых вод $\rho_{см}$ определяется по следующим формулам:

- при обводнении пласта в кровельной части пласта:

$$\rho_{см} = \rho_v \cdot 10^{\left(\frac{\Delta U_{nc}}{v_{nc} \cdot b_c \cdot (A_{да.вм} - A_{да.п})} \right)};$$

- при обводнении пласта в середине или подошве

$$\rho_{см} = \rho_v \cdot 10^{\left(\frac{\Delta U_{nc}}{2 \cdot v_{nc} \cdot b_c \cdot A_{да.п}} \right)},$$

где ρ_v — первоначальное сопротивление пластовой воды (до начала разработки пласта); v_{nc} — коэффициент, учитывающий влияние ограниченной толщины пласта и различий в сопротивлении пласта, вмещающих пород и бурового раствора, на величину аномалии ПС (соответствующая палетка определяется по петрофизическим исследованиям); b_c — коэффициент приведения (определяется по палетке в зависимости от величины амплитуды ПС); $A_{да.вм}$, $A_{да.п}$ — диффузионно-адсорбционные активности вмещающих пород и пласта (определяются по палетке в зависимости от температуры и величины амплитуды ПС).

Методика оценки минерализации пластовой воды по кривой ПС очень трудоемкая, требует наличия определенных петрофизических зависимостей и имеет высокую погрешность (ошибка при восстановлении амплитуды ПС в 1 мВ приводит к искажению нефтенасыщенности на 4–5% абс.). Поэтому при обводнении пласта пресной водой количественная оценка коэффициента нефтенасыщенности проводится лишь в редких случаях.

Данные электрметрии открытого ствола скважин, пробуренных на поздней стадии разработки, позволяют оценить текущую степень разработки пласта исключительно на дату бурения скважины. Но на многих месторождениях объем уплотняющего или транзитного бурения (на нижние объекты разработки) исчисляется сотнями и даже тысячами скважин, что позволяет оценивать изменение характера насыщения и коэффициента нефтенасыщенности как во времени, так и по площади рассматриваемой залежи.

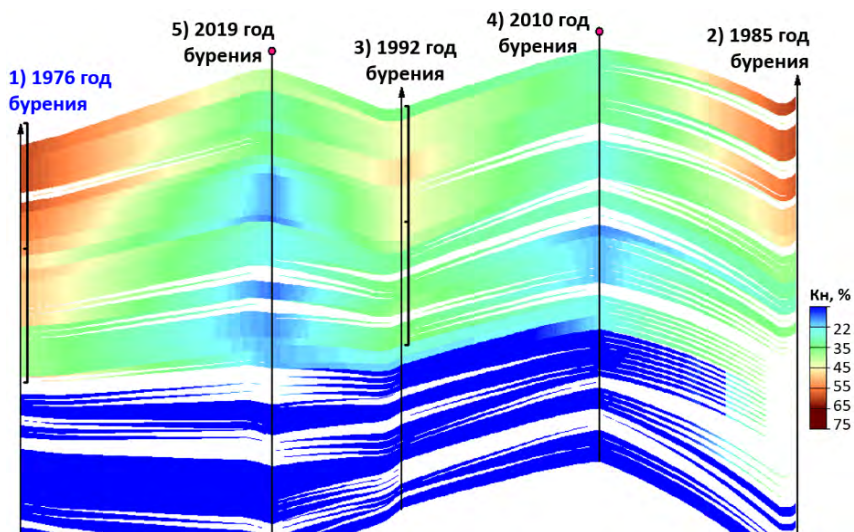


Рис. 8.10.7. Контроль за динамикой снижения нефтенасыщенности по данным разновременного разбуривания пласта

Пример участка, на котором осуществлялось разновременное разбуривание скважин, приведен на рис. 8.10.7. Поскольку скважины находятся на некотором удалении друг от друга (до 400 м), отмечается незначительное изменение толщины и высоты залегания пласта, но в целом корреляция между скважинами достаточно хорошая. Если на начальном этапе

разработки (скважина № 1 1976 г. бурения) в верхней части разреза коэффициент нефтенасыщенности составлял около 65%, то в скважине № 3, пробуренной в 1992 г., отмечается снижение нефтенасыщенности до 45%. По данным бурения скважины № 4 (2010 г.) в верхней части пласта коэффициент нефтенасыщенности снизился до 30%, а в отдельных интервалах подошвы отмечается практически полная выработка подвижных запасов нефти (коэффициент нефтенасыщенности снизился до уровня остаточной нефтенасыщенности). В скважине № 5, пробуренной в 2019 г., интервалы полной выработки запасов нефти стали отмечаться и в интервалах середины пласта.

8.11. ОБОБЩЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ ЗА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬЮ

При большом объеме исследований за текущей нефтегазонасыщенностью (что часто наблюдается при кустовом разбуривании нижних пластов) в качестве обобщения полученных результатов можно строить среднестатистические графики распределения текущей нефтегазонасыщенности в зависимости от глубины залегания пропластка (в абсолютных отметках) как в целом по рассматриваемой залежи (см. рис. 8.11.1, слева), так и по ее отдельным участкам (блокам), что особенно актуально при неравномерной выработке запасов. Вместе с тем показательно выделять полностью промытые интервалы (т. е. доля пропластков с текущей нефтенасыщенностью, равной остаточной) на отдельном графике (см. рис. 8.11.1, справа).

Главное условие при построении данных графиков — репрезентативность выборки (достаточный объем исследований). Для увеличения объема исследований допустимо использовать данные не только за один (последний) год, но и за несколько предыдущих лет, если за этот период было отобрано не более 1–2% от начальных извлекаемых запасов. При

использовании электрометрии скважин, пробуренных на поздней стадии разработки, отбираются не только скважины, пробуренные в рассматриваемом году, но и за несколько предыдущих лет (при соблюдении условия по отбору запасов).

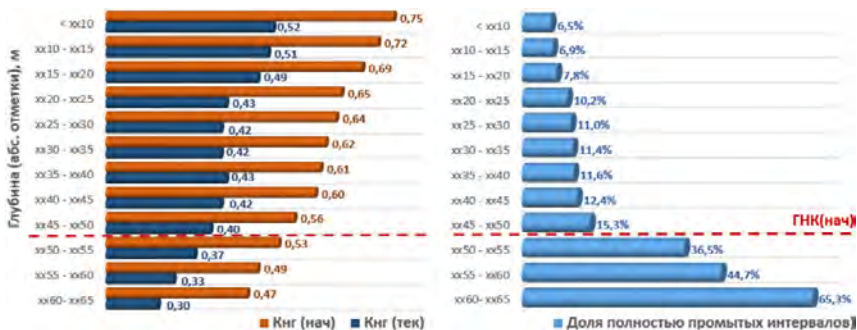


Рис. 8.11.1. Распределения текущей нефтегазонасыщенности и доли полностью промытых интервалов

Зависимость начальной нефтенасыщенности от глубины залегания (расстояния до ВНК) отмечается на огромном количестве месторождений. Распределение текущей нефтенасыщенности будет симметрично распределению начальной нефтенасыщенности (см. рис. 8.11.1) лишь при равномерной выработке запасов по всей толщине.

Часто такая зависимость нарушается в наиболее возвышенных интервалах, поскольку эти пропластки, как наиболее перспективные, разбуриваются в первую очередь, а пропластки, расположенные в нижней части пласта, могут интенсивно вырабатываться за счет стягивания ВНК, усиливаемого вследствие перетоков закачиваемой воды в нагнетательных скважинах в водонасыщенную часть пласта (или при организации законтурного заводнения). В таком случае наибольшая нефтенасыщенность будет отмечаться в середине разреза пласта (рис. 8.11.2).

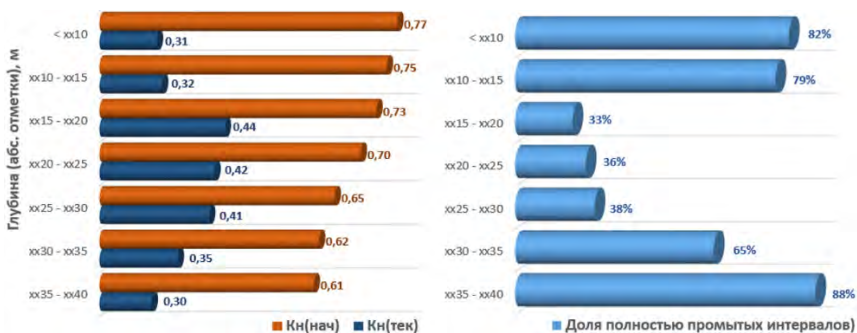


Рис. 8.11.2. Распределения текущей нефтегазонасыщенности и доли полностью промытых интервалов при неравномерной выработке запасов

Для оценки степени выработки запасов во времени строятся графики изменения текущей нефтенасыщенности в зависимости от года исследования или года бурения, если используется электрометрия скважин, пробуренных на поздней стадии разработки (рис. 8.11.3).

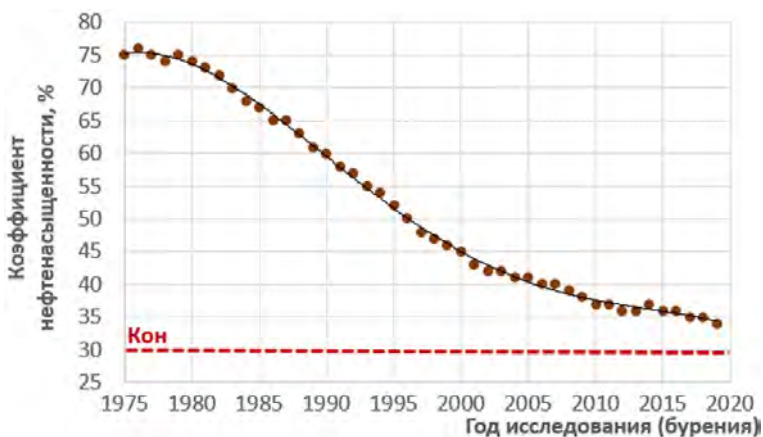


Рис. 8.11.3. Динамика снижения коэффициента нефтенасыщенности по результатам исследований

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин / ОАО «Газпром»; ОАО НПО «Бурение». — М., 2000. — 277 с.
2. Ивакин, Б. Н. Акустический метод исследования скважин / Б. Н. Ивакин, Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов. — М.: Недра, 1978. — 320 с.
3. Кузнецов, Г. С. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: учебник для вузов / Г. С. Кузнецов, Е. И. Леонтьев, Р. А. Резванов. — М.: Недра, 1991. — 223 с.
4. Методическое руководство по компьютерной технологии контроля технического состояния и качества цементирования обсадных колонн нефтегазовых скважин / М. А. Сулейманов [и др.]. — Уфа: НПФ «Геофизика», 1997. — 173 с.
5. Методическое руководство по применению аппаратуры акустического каротажа АСТ-К-80 / Н. А. Смирнов, А. С. Варыхалов, А. С. Мухин, Н. Е. Пивоварова. — Тверь: ООО «Нефтегазгеофизика», 2011. — 33 с.
6. Лобанков, В. М. Калибровка скважинной геофизической аппаратуры: учебное пособие. — Уфа: Урал-Гео, 2011. — 176 с.
7. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 4: Контроль технического состояния скважин / В. И. Барышев [и др.]. — Уфа: Информреклама, 2010. — 436 с.
8. Габбасова, А. О. Экспресс-оценка степени заполнения заколонного пространства газовых скважин цементом по данным ядерно-геофизических методов / А. О. Габбасова, В. Н. Даниленко, Л. К. Борисова // НТВ Каротажник. — 2016. — № 6. — С. 75-87.
9. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 3: Исследования действующих скважин / сост. Р. А. Валиуллин, Р. К. Яруллин. — Уфа: Информреклама, 2010. — 184 с.
10. Косарев, В. Е. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений: пособие для самостоятельного изучения для слушателей курсов повышения квалификации специальности «Геофизика» / В. Е. Косарев. — Казань: Казанский государственный университет, 2009. — 145 с.

11. Хуснуллин, М. Х. Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных пластов / М. Х. Хуснуллин. — М.: Недра, 1989. — 190 с.
12. Филиппов, А. И. Баротермический эффект в жидкостях / А. И. Филиппов. — Уфа: Гилем, 2006. — 186 с.
13. Определение места нарушения герметичности обсадной колонны или насосно-компрессорных труб в нагнетательных скважинах / В. Ф. Назаров, В. К. Мухутдинов, Л. Л. Пацков, Ф. Ф. Нуртдинов // НТВ Каротажник. — 2007. — № 5. — С. 18–26.
14. Инструкция по проведению нейтронного и гамма-каротажа аппаратурой СРК-76 и обработке результатов измерений / В. А. Велижанин [и др.]. — Тверь: ООО «Нефтегазгеофизика», 2004. — 56 с.
15. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. — М.; Тверь: НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
16. Инструкция по проведению импульсного спектрометрического нейтронного гамма каротажа аппаратурой серии АИМС и обработке результатов измерений при оценке текущей нефтенасыщенности пород / В. А. Велижанин [и др.]. — Тверь: ООО «Нефтегазгеофизика», 2004. — 81 с.
17. Кошляк, В. А. Изучение нефтеотдачи пластов методами промышленной геофизики / В. А. Кошляк, Т. А. Султанов. — М.: Недра, 1986. — 193 с.

Научное издание

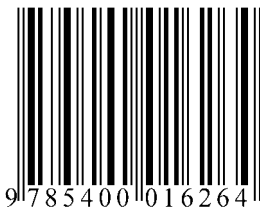
СЕМЕНОВ Владислав Николаевич

КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Монография

Редактор
Верстка
Обложка
Печать

Е. В. Панькина
С. Ф. Обрядова
Е. Г. Шмакова
А. В. Башкиров, В. В. Торопов



Подписано в печать 30.12.2020. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 13,02. Тираж 100 экз. Заказ 474.

Издательство Тюменского государственного университета
625003, г. Тюмень, ул. Семакова, 10
Тел./факс: (3452) 59-74-68, 59-74-81
E-mail: izdatelstvo@utmn.ru