

**Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова–Ленина»**

**КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Учебно-методическое пособие для слушателей курсов повышения квалификации специальности «Геофизика» по программе «Методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых в промысловой и разведочной геофизике»**

**Казань 2009**

Печатается по решению Редакционно-издательского совета ГОУ ВПО «Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова–Ленина»

Утверждено на заседании кафедры геофизики  
Казанского государственного университета,  
Протокол № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ 2009

В.Е. Косарев

**Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений:** пособие для самостоятельного изучения для слушателей курсов повышения квалификации специальности «Геофизика». – Казань: Казанский государственный университет, 2009. - 145 с.

Настоящее учебно-методическое пособие предназначено для слушателей курсов повышения квалификации специальности «Геофизика» по программе «Методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых в промысловой и разведочной геофизике». В пособии рассмотрены наиболее общие вопросы контроля за разработкой залежей нефти и газа геофизическими методами. Приведены примеры использования геофизических методов для решения различных задач.

© Казанский государственный университет, 2009

© В.Е.Косарев, 2009

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	8
1.1. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО ВЫСОТЕ ЗАЛЕЖИ.....	8
1.2. ПОНЯТИЕ О КОНТУРАХ НЕФТЕНОСНОСТИ И ВОДОНЕФТЯНОЙ ЗОНЫ ЗАЛЕЖЕЙ.....	11
1.3. РЕЖИМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	12
<i>Водонапорный режим</i> .....	13
<i>Упругий режим</i> .....	15
<i>Режим газовой шапки</i> .....	15
<i>Режим растворенного газа</i> .....	16
<i>Гравитационный режим</i> .....	16
1.4. ТЕХНОЛОГИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ.....	17
<i>Поддержание пластового давления закачкой воды</i> .....	17
<i>Поддержание пластового давления закачкой газа</i> .....	20
<i>Методы теплового воздействия на пласт</i> .....	21
1.5. ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ РАЗЛИЧНЫМИ АГЕНТАМИ.....	22
<i>Вытеснение нефти водой</i> .....	22
<i>Вытеснение нефти закачиваемыми газами</i> .....	23
<i>Тепловые методы воздействия</i> .....	24
2. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ «ПРИТОК-СОСТАВА» В ОБСАЖЕННОЙ СКВАЖИНЕ.....	27
2.1. ДЕБИТОМЕТРИЯ И РАСХОДОМЕТРИЯ.....	27
<i>Механические дебитомеры (расходомеры)</i> .....	27
<i>Термокондуктивные дебитомеры (расходомеры)</i> .....	30
2.2. БАРОМЕТРИЯ.....	31
2.3. ТЕРМОМЕТРИЯ.....	32
2.4. ВЛАГОМЕТРИЯ ДИЭЛЬКОМЕТРИЧЕСКАЯ.....	34
2.5. ГАММА-ГАММА ПЛОТНОСТЕМЕТРИЯ.....	36
2.6. РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ.....	39
<i>Индукционная резистивиметрия</i> .....	40
<i>Токовая резистивиметрия</i> .....	40
2.7. НЕЙТРОННЫЙ АКТИВАЦИОННЫЙ МЕТОД ПО КИСЛОРОДУ.....	42
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.....	45
3.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА И ПРИЕМИСТОСТИ СКВАЖИН.....	45
3.2. ИЗУЧЕНИЕ ПРОФИЛЕЙ ПРИТОКА И ПРИЕМИСТОСТИ.....	46
3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАБОТАЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ПЛАСТА.....	56
3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ И ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.....	58
4. ИЗУЧЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН.....	63
4.1. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ.....	64
<i>Профилеметрия</i> .....	64
<i>Акустические методы оценки технического состояния ствола</i> .....	65
<i>Метод электромагнитной локации муфт</i> .....	69
<i>Скважинная дефектоскопия и толщинометрия</i> .....	70
<i>Гамма-гамма толщинометрия</i> .....	72
<i>Гамма-гамма цементометрия</i> .....	73
<i>Другие методы оценки технического состояния скважин</i> .....	74

4.2.	КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ .....	75
4.3.	КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ КОЛОННЫ И КАЧЕСТВА ПЕРФОРАЦИИ ...	86
4.4.	ВЫДЕЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ ПРИТОКА (ПОГЛОЩЕНИЯ) И ЗАТРУБНОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ .....	88
4.5.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В МЕЖТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ.....	94
4.6.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В МЕЖТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ.....	98
4.7.	КОНТРОЛЬ ЗА УСТАНОВКОЙ ГЛУБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	103
5.	КОНТРОЛЬ ЗА ПРОЦЕССАМИ ЗАВОДНЕНИЯ.....	107
5.1.	ИЗУЧЕНИЕ НАЧАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФЛЮИДОВ В ЗАЛЕЖИ .....	107
	<i>Водонефтяной контакт</i> .....	107
	<i>Газоводяной контакт</i> .....	111
	<i>Газонефтяной контакт</i> .....	112
5.2.	КОНТРОЛЬ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ФЛЮИДОКОНТАКТОВ.....	115
	<i>Контроль перемещения ВНК</i> .....	115
	<i>Контроль перемещения ГVK</i> .....	116
	<i>Контроль перемещения ГНК</i> .....	117
5.3.	ВЫДЕЛЕНИЕ ОБВОДНЕННЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.....	117
	<i>Необсаженные скважины</i> .....	117
	<i>Обсаженные неперфорированные скважины</i> .....	123
	<i>Обсаженные перфорированные скважины</i> .....	128
5.4.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТА .....	134
	<i>Определение текущей и остаточной нефтенасыщенности</i> .....	134
	<i>Оценка коэффициентов нефтеотдачи и выработки пласта</i> .....	139
	ОСНОВНАЯ ЛИТЕРАТУРА.....	143
	ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЛИТЕРАТУРА .....	143
	КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ .....	144

# КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## ВВЕДЕНИЕ

Успешная разработка нефтяных и газовых месторождений определяется тем, насколько правильно будет выбрана система разработки. В процессе разработки возникает необходимость контролировать и уточнять состояние залежей с учетом новых сведений о геологическом строении, получаемых при их разбуривании и эксплуатации.

Высокая эффективность систем заводнения обусловлена тем, что при помощи закачки воды повышают пластовое давление, в результате чего нефть эффективнее выжимается из порового пространства к эксплуатационным скважинам. Главное преимущество таких систем заключается в том, что при заводнении повышается интенсивность отбора нефти из пласта. С другой стороны такие методы поддержания пластового давления представляют опасность заводнения продуктивных пластов. Может возникнуть такая ситуация, когда закачиваемая вода «опередит» нефть, продвигаясь по наиболее проницаемым участкам. В этом случае часть нефти в пласте изолируется в так называемых «целиках», что в свою очередь затруднит ее извлечение.

Очень важно иметь возможность регулирования процессов заводнения. Способы регулирования, основанные на изменении дебетов закачки воды и отбора нефти, требуют информации о текущих изменениях в пласте. Контроль за заводнением — одна из важнейших и самых сложных проблем разработки нефтяных месторождений. В настоящее время более 70% нефти добывается из месторождений, которые эксплуатируются с поддержанием пластового давления путем заводнения. Одним из главных вопросов рациональной разработки нефтяных месторождений с естественным упруговодонапорным режимом, а также с применением законтурного и внутриконтурного заводнений является контроль и регулирование продвижения контуров нефтеносности.

Целью геофизического контроля является получение информации о состоянии и изменениях, происходящих в продуктивных пластах в процессе их эксплуатации. При этом под геофизическими методами понимают все методы, проводимые когда-либо на территории месторождения.

В настоящее время контроль за разработкой развился в отдельное направление со своей методикой, методами и аппаратурой. Использование этих методов позволяет решать следующие задачи:

1. Определять положение и наблюдать за продвижением ВНК и ГНК в процессе вытеснения нефти из пласта;
2. Контролировать перемещение фронта нагнетательных вод по пласту;
3. Оценивать коэффициенты текущей и конечной нефтенасыщенности и нефтеотдачи пластов;
4. Изучать отдачу и приемистость (способность пласта принимать закачиваемую воду) скважин;
5. Устанавливать состояние флюидов в стволе скважины;
6. Выявлять места поступления в скважину вод и перетоков нефти и воды в затрубном пространстве;
7. Оценивать техническое состояние эксплуатационных и нагнетательных скважин;
8. Изучать режим работы технологического оборудования эксплуатационных скважин;
9. Уточнять геологическое строение и запасы нефти.

До конца 40-х годов XX века ВНК изучался преимущественно по данным электрокаротажа. Это, естественно, накладывало свои ограничения: исследования проводились только в необсаженных скважинах, следовательно, геологи получали информацию о первоначальном положении ВНК, начальном контуре нефтеносности, нефтенасыщенности, интервалах перфорации. Перемещение внутреннего контура нефтеносности можно было проследить только по появлению воды в эксплуатационных скважинах.

В 50-х годах XX века с внедрением радиоактивного каротажа появилась реальная возможность создавать способы разделения нефтеносных и водоносных коллекторов в обсаженных скважинах. Однако результаты этих методов достоверны только в том случае, если установлено, что вода не поступает в скважину из других пластов вследствие нарушения колонны или тампонажа скважин. При контроле за разработкой основным является различие по нейтронным свойствам минерализованной пластовой воды. Наиболее благоприятные условия существуют на местах с минерализацией пластовой воды более 100 г/л (пласты девона и карбона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции ~300 г/л). Хуже обстоит дело при минерализации 20-30 г/л (Зап. Сибирь). В этом случае прибегают к помощи импульсных нейтронных методов (ИННК), которые существенно повышают чувствительность к нейтронным свойствам пласта.

Наряду со стационарными и импульсными методами при контроле за разработкой широкое распространение получили методы радио-, термометрии, акустического каротажа, дебитометрии, а также специальные методики интерпретации.

# 1. ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## 1.1. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО ВЫСОТЕ ЗАЛЕЖИ

Изучению природы *водонефтяного контакта* (ВНК) посвящены работы многих отечественных и зарубежных специалистов. Согласно этим исследованиям, понятие о водонефтяном контакте как о граничной плоскости между нефтью и водой является условным. В нефтяных залежах, подстилаемых водой, имеется зона постепенного перехода от нефти к воде (переходная зона), возникающая под действием различных факторов — капиллярных сил, различия плотностей нефти и воды и т. п. В зависимости от свойств коллектора размеры переходной зоны могут меняться от сантиметров до нескольких метров.

Распределение флюида в залежи подчиняется гравитационному закону. Присводовую часть залежи занимает *газовая шапка*. Под ней располагается *нефтеносная часть залежи*. Подстилает залежь — *водоносная часть*. В нефтеносной части залежи, наряду с нефтью, находится и вода, оставшаяся в пласте при образовании залежи. В любом нефтеносном пласте всегда есть остаточная вода. Сумма коэффициентов нефтенасыщения и остаточной водонасыщенности всегда равна 100% - это означает, что все поровое пространство занято флюидом.

$$K_n + K_{в.о.} = 100 \quad 1.1$$

Кроме связанной воды в коллекторе может быть и капиллярная вода. Количество этой воды по залежи меняется. Все часть нефтенасыщенного пласта, в которой происходит изменение содержания воды по мере удаления от водоносной части называется *переходной частью*.

Коэффициент нефтенасыщенности изменяется по формуле:

$$K_n = 1 - A * z^{1/n}, \quad 1.2$$

где  $A$  — постоянная величина,  $z$  — высота над водоносной частью пласта в метрах,  $n$  — коэффициент, зависящий от структуры порового пространства.



В условиях Туймазинского и Бавлинского месторождений  $A=33$ ,  $n=1.8$ . Вверх от подошвы переходной зоны нефтенасыщенность быстро растет, на высоте  $z=1$  м достигает 60—70% и затем постепенно увеличивается.

В однородных крупнозернистых коллекторах переходная зона в начальный период разработки обычно отсутствует. В этих случаях водонефтяной контакт характеризуется на диаграммах электрометрии четким и резким спадом кривой кажущегося удельного сопротивления. В этом случае нефтеносная и водоносная части непосредственно контактируют. В процессе разработки флюиды смешиваются и переходная зона все же образуется.

В плохо отсортированных песчаниках неоднородного состава мощность переходной зоны может достигать значительных величин (для Татарстана 1.5-2 м, в Куйбышевской области 6-7 м, в респ. Коми 11 м, в Зап. Сибири до 40 м).

На практике обнаруживается корреляционная зависимость мощности переходной зоны от проницаемости коллектора. С увеличением проницаемости мощность переходной зоны уменьшается (рис. 1.1).

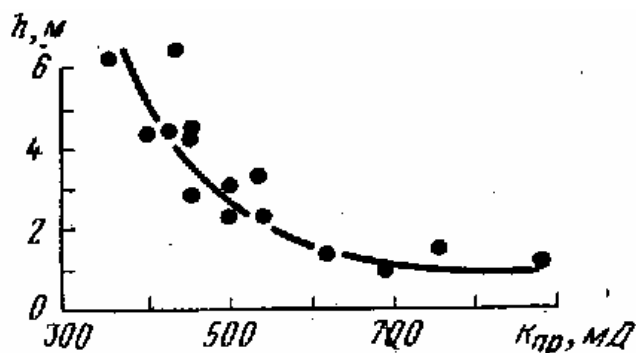


Рис. 1.1 Зависимость мощности переходной зоны от проницаемости коллектора

В настоящее время большинство исследователей за ВНК принимают некоторую условную поверхность выше которой пласт отдает безводную нефть, а ниже до подошвы переходной зоны – нефть с водой.

Преимуществом такого представления о ВНК является то, что граница нефти и воды может быть установлена в бурящихся скважинах по данным электрометрии.

Начальный водонефтяной контакт, в пределах одной и той же залежи не всегда горизонтален. Характер контакта определяется размером и положением области питания, распределением проницаемости и динамикой

движения пластовых вод. Наклон поверхности ВНК объясняется смещением нефтяных залежей под влиянием движения пластовых вод.

Разница абсолютных отметок начальной поверхности ВНК Бавлинского, Туймазинского и Ромашкинского месторождений составляет 5-6 м.

Величину смещения подошвы нефтяной залежи можно определить по следующей зависимости:

$$H_n = \frac{10(p_1 - p_2)}{\gamma_v - \gamma_n}, \quad 1.3$$

где  $p_1 - p_2$  — падение пьезометрического напора на интервале 1 км;  $\gamma_v, \gamma_n$  — удельные веса воды и нефти в пластовых условиях.

Кроме общего наклона поверхности ВНК наблюдаются также местные повышения и понижения контакта, обусловленные главным образом изменением проницаемости пласта-коллектора. Различными исследователями установлено, что чем меньше проницаемость пласта, тем выше начальная поверхность водонефтяного контакта, что объясняется характером действия капиллярных сил.

Многие исследователи отмечают наличие битуминизации в зоне водонефтяного контакта месторождений Волго-Уральской области. На Ромашкинском месторождении установлены многочисленные факты увеличения количества смолисто-асфальтеновых веществ вблизи ВНК. Это объясняется тем, что на границе с водой происходит утяжеление нефти в результате окисления углеводородов за счет содержащихся в воде сульфатов и избирательного растворения легких составляющих нефти в пластовой воде.

Для нефтегазоносных месторождений, помимо ВНК, необходимо устанавливать газо-нефтяной контакт (ГНК) по любому пласту, скважине, месторождению. По аналогии с ВНК, ГНК называется условная поверхность, выше которой пласт отдает газ, а ниже, до подошвы переходной зоны, — нефть с газом. Переходная зона между нефтью и газом обычно небольшая и составляет 30-35% от мощности переходной зоны у ВНК. ГНК также не является идеальной поверхностью и представляет собой сложную поверхность, характер которой зависит от гидродинамических и коллекторских свойств пласта. Определение ГНК осуществляется обычно

при помощи различных модификаций РК (главным образом нейтронные методы).

## 1.2. ПОНЯТИЕ О КОНТУРАХ НЕФТЕНОСНОСТИ И ВОДОНЕФТЯНОЙ ЗОНЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Принято выделять внутренний и внешний контуры нефтеносности (рис. 1.2). *Внешний контур нефтеносности* образуется в результате

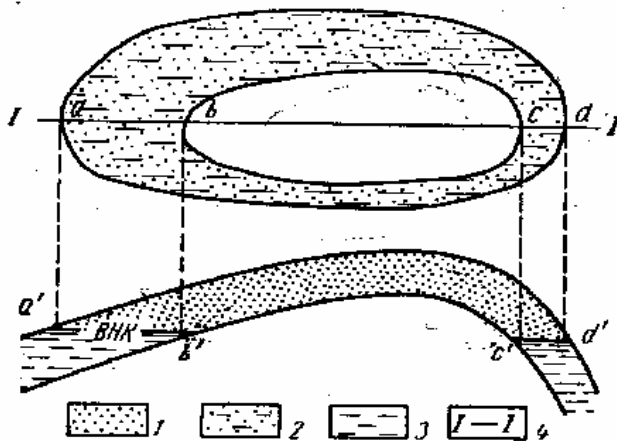


Рис. 1.2 Схема положений внешнего и внутреннего контуров нефтеносности  
 1 – нефтеносная часть пласта; 2 – водонефтяная часть пласта; 3 – водоносная часть пласта; 4 – линия профиля

пересечения поверхности ВНК с кровлей нефтеносного пласта. Аналогично *внутренний контур нефтеносности* обуславливается пересечением поверхности ВНК с подошвой продуктивного пласта. Таким образом, внутренний и внешний контуры нефтеносности отделены поверхностями кровли и подошвы практически непроницаемых, обычно

глинистых пластов. Площадь пласта, ограниченная внутренним контуром нефтеносности, полностью нефтеносна. Между внутренним и внешним контурами нефтеносности выделяется *водонефтяная зона*. На платформенных месторождениях водонефтяная зона составляет 1.5-3 км, иногда 5-6 км. В связи с этим, водонефтяная зона занимает большую территорию и содержат значительные запасы нефти.

Следует отметить, что резкой границы между нефтеносной и водоносной зонами также не существует. За условным идеальным внешним контуром нефтеносности в кровельной части коллекторов всегда содержится непромышленная нефть в количестве до 30—40%, а иногда и более.

### 1.3. РЕЖИМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Фильтрация жидкости по пласту к забоям скважин, т.е. к точкам наиболее низкого давления осуществляется за счет пластовой энергии. Жидкость под действием пластового давления находится в сжатом состоянии. В процессе эксплуатации месторождения, как правило, пластовое давление падает. Поэтому важно извлечь запасы нефти из пласта, до того как давление снизится и станет невозможно поддерживать необходимые депрессии.

За изменением пластового давления постоянно следят и при быстром его снижении применяют искусственные методы воздействия на залежь и, в частности, методы поддержания пластового давления. Темп снижения пластового давления, характеризующего энергетические ресурсы пласта, зависит от темпа отбора пластовой жидкости: нефти, воды и газа, который обусловлен проектом разработки месторождения, и от того осуществляется или нет поддержание пластового давления. Это искусственные факторы. С другой стороны, запас пластовой энергии, величина начального пластового давления и темп его снижения зависят и от природных - естественных факторов:

- наличия газовой шапки, энергия расширения которой используется при разработке месторождения;
- запаса упругой энергии в пластовой системе;
- содержания растворенного в нефти газа, энергия расширения которого приводит к перемещению пластовых жидкостей и газов к забоям скважин;
- наличия источника регулярного питания объекта разработки пластовой законтурной водой и интенсивность замещения этой водой извлекаемой из пласта нефти;
- гравитационного фактора, который эффективно может способствовать вытеснению нефти в пластах с большими углами падения.

Перечисленные факторы, определяющиеся природными условиями, связаны с процессом формирования месторождения и не зависят от человеческого вмешательства. Одни из этих факторов могут иметь определяющую роль в процессах разработки, другие подчиненную роль.

Совокупность всех естественных и искусственных факторов, определяющих процессы, проявляющиеся в пористом пласте при его дренировании системой эксплуатационных и нагнетательных скважин, принято называть *режимом пласта*. Выделяют пять режимов:

- водонапорный (естественный и искусственный),
- упругий,
- газонапорный (режим газовой шапки),
- режим растворенного газа,
- гравитационный.

Рассмотрим идеализированные условия, когда тот или иной режим проявляется в «чистом виде», т. е. когда изменения в залежи в процессе ее разработки обусловлены действием только одного режима, а проявление других режимов либо отсутствует вовсе, либо столь незначительно, что им возможно пренебречь.

### ***Водонапорный режим***

При этом режиме фильтрация нефти происходит под действием давления краевых или законтурных вод, имеющих регулярное питание (пополнение) с поверхности за счет талых или дождевых вод или за счет непрерывной закачки воды через систему нагнетательных скважин.

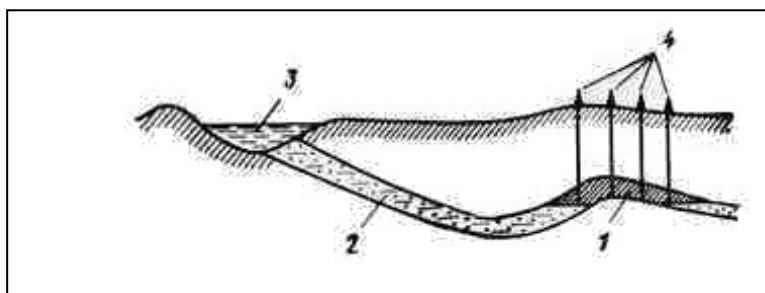


Рис. 1.3 Схема геологических условий существования естественного водонапорного режима

При этом условии свободного газа в пласте нет и фильтруется только нефть или нефть с водой. Проницаемый пласт 2 (рис. 1.3)

обеспечивает гидродинамическую связь области отбора нефти 1 с областью питания 3, которой может служить естественный водоем - русло реки. В результате процессов складкообразования пористый и проницаемый пласты могут получить выход на дневную поверхность в районе, например, речного русла 3, из которого происходит непрерывная подпитка пласта водой при отборе нефти через скважины 4. Пласт-коллектор должен иметь достаточную проницаемость на всем протяжении от залежи до мест поглощения поверхностных вод. Это и обуславливает активность законтурной воды.

Как правило, пластовое давление в подобных залежах равно гидростатическому давлению столба воды высотой, равной глубине залегания пласта. Причем давление после некоторого снижения в начальной стадии разработки остается в дальнейшем практически постоянным при установленных темпах отбора жидкости (2-8 % от извлекаемых запасов в год).

В отличие от естественного водонапорного режима при искусственном непрерывный напор воды, вытесняющей нефть, создают ее нагнетанием с поверхности через систему нагнетательных скважин. В таком случае пласт-коллектор не обязательно должен иметь выход на дневную поверхность для получения непрерывного питания.

При водонапорном режиме количество отобранной жидкости из залежи (нефть, вода) всегда равно количеству вторгшейся в залежь законтурной воды в пластовых термодинамических условиях.

Перераспределение давления в пласте, которое происходит при изменении отборов жидкости из скважин, должно при этом режиме происходить быстро (теоретически мгновенно), поэтому этот режим еще называют жестким. Депрессионная воронка вокруг скважины устанавливается также мгновенно. Этот режим теоретически изучен наиболее полно. В настоящее время более 80 % всей добываемой нефти

получается из месторождений, разрабатываемых в условиях водонапорного режима (главным образом искусственного).

### ***Упругий режим***

При этом режиме вытеснение нефти происходит под действием упругого расширения самой нефти, окружающей нефтяную залежь воды и скелета пласта. Пласт должен быть замкнутым, но достаточно большим, чтобы его упругой энергии хватило для извлечения основных запасов нефти. Твердый скелет пористого пласта при изменении внутреннего давления деформируется, что приводит к уменьшению пористости и к дополнительному вытеснению жидкости.

При разработке залежи в условиях упругого режима быстрое понижение давления происходит в пределах самой залежи, а во всей системе, питающей залежь упругой энергией давления (в законтурной области), снижается медленно.

Упругий режим и связанные с ними процессы играют незначительную роль при добыче нефти. При определенных благоприятных условиях весь запас нефти может быть извлечен за счет упругого режима (при большой упруго-водонапорной системе).

### ***Режим газовой шапки***

Этот режим проявляется в таких геологических условиях, при которых источником пластовой энергии является упругость газа, сосредоточенного в газовой шапке. Для этого необходимо, чтобы залежь была изолирована по периферии непроницаемыми породами или тектоническими нарушениями.

Темп изменения среднего пластового давления при разработке такой залежи может быть различным в зависимости от темпов разработки и от соотношения объемов газовой шапки и нефтенасыщенной части залежи. Такую залежь можно рассматривать как сосуд с жидкостью и газом, причем отбор жидкости сопровождается расширением газа.

Таким образом, разработка месторождения при режиме газовой шапки неизбежно сопровождается падением пластового давления со всеми

вытекающими из этого последствиями (уменьшение дебитов, сокращение периода фонтанирования, переход нефтяных скважин на газ и др.). В реальных условиях разработка такого месторождения может быть осуществлена в условиях смешанного режима с помощью искусственного поддержания пластового давления закачкой воды в законтурную область или закачкой газа в газовую шапку.

### ***Режим растворенного газа***

Дренирование залежи нефти с непрерывным выделением из нефти газа и переходом его в свободное состояние, увеличением за счет этого объема газонефтяной смеси и фильтрации этой смеси к точкам пониженного давления (забой скважин) называется режимом растворенного газа. Источником пластовой энергии при этом режиме является упругость газонефтяной смеси.

При этом пластовая энергия равномерно распределена во всем объеме нефтенасыщенной части пласта. При таком режиме правомерен принцип равномерного размещения скважин по площади залежи.

Режим растворенного газа характеризуется быстрым падением пластового давления и закономерным увеличением газового фактора, который на определенной стадии разработки достигает максимума, а затем начинает падать в результате общего истощения и полной дегазации месторождения. Режим отличается самым низким коэффициентом нефтеотдачи, в редких случаях достигающим значений 0,25. Без искусственного воздействия на залежь (например, закачкой воды или другими методами) режим считается малоэффективным.

### ***Гравитационный режим***

Гравитационным режимом дренирования залежей нефти называют такой режим, при котором фильтрация жидкости к забоям скважин происходит при наличии «свободной поверхности». Свободной поверхностью называют поверхность фильтрующей жидкости или газонефтяной контакт, устанавливающийся в динамических условиях



фильтрации, на котором давление во всех точках остается постоянным. При гравитационном режиме скважины имеют углубленный забой-зумф для накопления нефти и погружения в него насоса.

Этот режим практического значения в процессах нефтедобычи по существу не имеет и важен только для понимания процессов, происходящих в нефтяных залежах при их разработке.

#### **1.4. ТЕХНОЛОГИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ**

Целями воздействия на залежь нефти являются поддержание пластового давления и, что более важно, увеличение конечного коэффициента нефтеотдачи. Масштабы применения методов воздействия на залежи нефти очень велики. Среди них доминирующим методом остается поддержание пластового давления (ППД) закачкой в пласт воды.

Существуют следующие основные методы воздействия на пласт.

1. Поддержание пластового давления закачкой в пласт воды: законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение.
2. Поддержание давления закачкой газа: закачка воздуха, сухого газа, обогащенного газа, закачка газа при параметрах, близких к критическим.
3. Тепловые методы воздействия: закачка в пласт горячей воды или перегретого пара, создание в пласте подвижного фронта горения, тепловая обработка призабойной зоны пласта.

Существуют так же и другие специальные методы воздействия, которые являются сочетанием названных выше.

##### ***Поддержание пластового давления закачкой воды***

###### ***Законтурное заводнение***

Воздействие на пласт в этом случае осуществляется через систему нагнетательных скважин, расположенных за внешним контуром нефтеносности. Линия нагнетательных скважин располагается примерно в 300 - 800 м от контура нефтеносности для создания более равномерного воздействия на него, предупреждения образования языков обводнения и локальных прорывов воды в эксплуатационные скважины. Этот метод

эффективен при небольшой ширине залежи (~ 5-6 км). Проницаемость пластов-коллекторов должна быть высокой (~0.4-0.5 мкм<sup>2</sup>; 1 мкм<sup>2</sup> ≈ 1 Дарси). Строение коллектора должно быть более или менее однородным. Не должно быть непроницаемых экранов. Вязкость нефти должна быть относительно небольшой.

#### *Приконтурное заводнение*

Ускорения воздействия на залежь можно достигнуть размещением нагнетательных скважин в непосредственной близости от контура нефтеносности или даже между внешним и внутренним контурами нефтеносности. Однако вероятность образования языков обводнения и прорыва воды к отдельным скважинам эксплуатационных рядов увеличивается. С этим связаны некоторые возможные потери нефти вследствие образования целиков между нагнетательными скважинами.

#### *Внутриконтурное заводнение*

Воздействие на пласт в этом случае осуществляется через систему нагнетательных скважин, расположенных по той или иной схеме внутри контура нефтеносности. Это более интенсивная система воздействия на залежь нефти, позволяющая сократить сроки выработки запасов и быстро наращивать добычу нефти. Различают несколько разновидностей внутриконтурного заводнения:

*Разрезание залежи линейными или круговыми рядами нагнетательных скважин.* При этом разрезные линии располагают так, чтобы образовывались площади самостоятельной добычи и различные по геологическим особенностям. Преимуществом разрезания на площади самостоятельной разработки является возможность начинать проектирование и разработку с площадей наиболее продуктивных и с наибольшими запасами. Но применение такой системы возможно лишь в том случае, когда введенное в разработку месторождение хорошо разведано.

*Блоковое заводнение.* Нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы (блоки), в пределах которых размещают

ряды добывающих скважин такого же направления. При вытянутой форме залежи ряды скважин обычно располагают перпендикулярно к длинной оси структуры. При изометрической форме залежи направление рядов скважин выбирают с учетом зональной неоднородности продольных пластов – обычно в крест превалирующей ориентации зон с повышенной мощностью (обычно это соответствует большому проникновению). Ширину блоков выбирают от 4 до 1.5 км в соответствии с понижением гидропроводности коллектора. При ширине блоков 3.5 – 4 км между ними принято распределять 5 рядов эксплуатационных скважин. Если меньше – 3 ряда. Уменьшение количества добываемых рядов в сочетании с сужением блоков повышает активность такой системы заводнения за счет повышения горизонтального градиента давления и уменьшения количества добывающих скважин на одну нагнетательную. Преимущество систем разработки с блоковым заводнением заключается в том, что такие системы могут проектироваться и реализовываться, когда детальные сведения о залежи и ее контурах еще не известны.

*Площадное заводнение.* Добывающие и нагнетательные скважины при этой системе располагаются правильными геометрическими блоками в виде пяти-, семи- или девятиточечных сеток, в которых нагнетательные и добывающие скважины чередуются (рис. 1.4). Такие системы обладают значительно большей активностью. Это вызвано тем, что в рамках системы с площадным заводнением любая добывающая скважина с самого начала разработки непосредственно взаимодействует с нагнетающей. Но такая система опасна с точки зрения обводнения скважины, так как образуются целики. Площадное заводнение применяется широко при разработке малопродуктивных залежей с низкой проницаемостью коллектора, с повышенной вязкостью нефти. Но используется и с хорошими коллекторами, если необходима интенсивная добыча.

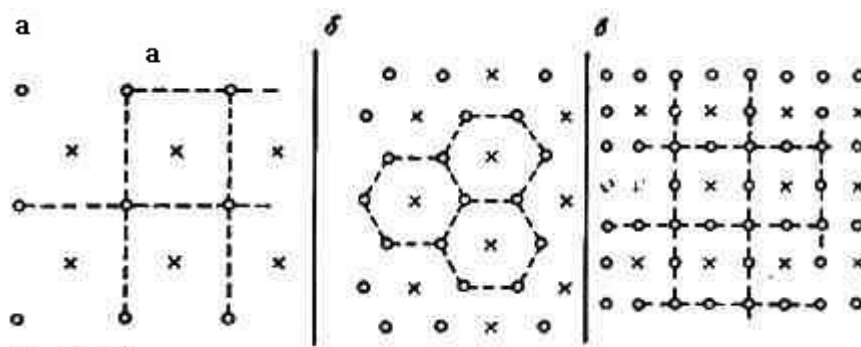


Рис. 1.4 Схема размещения скважин при площадном заводнении:

а - 5 - точечная система; б - 7 - точечная система; в - 9 - точечная система.

Пунктиром выделены симметричные элементы

*Избирательное заводнение.* Залежь разбурируется сеткой скважин, а положение нагнетательных скважин выбирается в соответствии с характером коллектора (с его свойствами). Добыча нефти должна происходить сначала из наиболее продуктивных участков залежи. Применяется при резкой зональной неоднородности пластов.

*Очаговое заводнение.* Соответствует избирательному заводнению, но применяется как дополнение к другим видам заводнений, если они не обеспечивают влияние закачки воды по всей площади залежи. Обычно очаги заводнения создают на участках не испытывающих или испытывающих недостаточное влияние заводнения после освоения основного типа заводнения этой залежи. Как правило, для закачивания воды используют добывающие обводнившиеся скважины, и, в некоторых случаях, бурятся дополнительные нагнетательные скважины.

### ***Поддержание пластового давления закачкой газа***

В продуктивных коллекторах, в составе которых присутствует много глинистого материала, разбухающего при его смачивании пресной водой, закачка воды для поддержания пластового давления, как правило, неэффективна. Однако в этих же условиях закачка сухого углеводородного газа, не взаимодействующего с породами коллектора, может оказаться достаточно эффективной, так как при этом обеспечиваются технически приемлемые параметры процесса, такие как приемистость и давление.

С энергетической точки зрения ППД закачкой газа - процесс более энергоемкий по сравнению с закачкой воды. На вытеснение единицы объема нефти при закачке газа затрачивается энергии больше, чем при вытеснении нефти водой. Кроме того, некоторое количество нагнетаемого углеводородного газа растворяется в пластовой нефти, отчего общее количество закачиваемого газа увеличивается.

Поэтому поддержание пластового давления закачкой газа не нашло широкого распространения и применяется главным образом на истощенных нефтяных месторождениях, пластовое давление которых мало, или на неглубоких месторождениях.

### ***Методы теплового воздействия на пласт***

Эти методы являются перспективными для добычи высоковязких нефтей и нефтей с неньютоновскими свойствами. Однако существуют месторождения с такими условиями залегания и свойствами нефти, при которых тепловые методы воздействия могут оказаться единственными, допускающими промышленную разработку.

Если пластовая температура равна или близка к температуре начала кристаллизации парафина в пластовых условиях, то вытеснение нефти холодной водой приведет к охлаждению пласта, выпадению парафина и закупорке пор. Охлаждение приведет в лучшем случае к загустению нефти, а в худшем - к выпадению растворенных парафинов в твердую фазу и консервации запасов нефти в пропластках.

При закачке в такой пласт теплоносителя горячая вода (или пар), проникая по хорошо проницаемому прослою, будет прогревать выше и нижезалегающие слои пласта, что приводит к снижению вязкости нефти и способствует более полному извлечению запасов.

## **1.5. ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ РАЗЛИЧНЫМИ АГЕНТАМИ**

### ***Вытеснение нефти водой***

Вытеснение нефти водой в однородном пласте происходит за счет вертикальных и горизонтальных движений ВНК. Поэтому для характеристики перемещений ВНК употребляют два термина:

- Подъем ВНК
- Перемещение контуров нефтеносности

Нефть и вытесняющий ее агент движутся в пористой среде совместно, но полного вытеснения нефти заменяющими ее агентами никогда не происходит, так как размеры пор неоднородны и вытесняющая жидкость или газ с меньшей вязкостью, чем нефть в процессе замещения неизбежно опережает нефть.

Механизм вытеснения нефти водой из однородного коллектора при закачке в нагнетательные скважины пресной воды можно представить следующим образом:

При начальной насыщенности нефти в пласте и остаточная вода находится в ненарушенном состоянии и удельное электрическое сопротивление коллектора  $\rho_n$  будет высоким в эксплуатационной скважине. При подходе фронта закачиваемой воды к эксплуатационной скважине за счет солевого обмена происходит увеличение содержания ионов  $Cl^-$  до значительной минерализации пластовой воды, то есть закачиваемая пресная вода осолоняется. Содержание ионов  $Cl^-$  может возрасти до его содержания в пластовых водах или становится больше, так как при своем движении фронт захватывает все большую часть погребенной пластовой воды. Образуется вал осолоненной воды.

Удельное электрическое сопротивление пласта в результате этого снижается, содержание воды в продукции скважины составляет первые проценты. На этапе интенсивной промывки скважины содержание  $Cl^-$  в воде начинает снижаться по экспоненциальному закону, в соответствии с этим

снижается и проводимость (или возрастает удельное электрическое сопротивление). На этапе конечной выработки содержание нефти в пласте достигает величины, близкой к остаточной нефтенасыщенности. Минерализация воды в пласте, включая и остаточную воду, становится равной минерализации закачиваемой воды, следовательно, удельное электрическое сопротивление коллектора на конечных этапах возрастает.

На поздних стадиях разработки давление в пласте может снижаться до давления насыщения нефти газом (то давление, при котором растворенный в нефти газ выделяется из нее). Газ выделяется, и фильтрация нефти по пласту происходит в присутствии газа. Свободный газ в пористой среде способствует более полному вытеснению нефти.

Для повышения эффективности заводнения в закачиваемую воду добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ). В воду добавляют и другие добавки: кислотные, отходы химической промышленности. Это позволяет повысить коэффициент нефтеотдачи на 10-15 %.

Несмотря на широкое применение методов заводнения, закачка воды в пласт мало эффективна или не применима для месторождений со сложными геологическими условиями или при содержании в пласте высоковязкой нефти. В неоднородных, часто чередующихся пластах эффективность заводнения резко падает, а при вязкости нефти более 20-30 сантипуаз этот метод не дает положительных результатов, и трудно осуществим.

### ***Вытеснение нефти закачиваемыми газами***

Помимо заводнения пластовое давление можно поддерживать путем закачки в пласт углеводородных газов. Можно закачивать эти газы под высоким давлением; или закачивать газ, обогащенный более тяжелыми углеводородными газами; или закачивать газ высокого давления с предварительным нагнетанием в пласт сжиженного газа.

При нагнетании в пласт «сухого» газа происходит следующее: закачиваемый газ, попадая в пласт, насыщается углеводородами этаном ( $C_2H_6$ ) и гексаном ( $C_6H_{14}$ ). В результате фронт газа все больше и больше

обогащается промежуточными компонентами нефти, и взаиморастворимость газа и нефти увеличивается. Течение такого флюида приближается к течению однофазного флюида, который движется по поровому пространству быстрее. Чтобы создавать при закачке сухого газа зону полной взаимной растворимости нефти и газа надо поддерживать давление 21 Мпа и более. Более простым способом смешивания нефти и газа является закачка жирного или обогащенного газа. При нагнетании такого газа  $C_2H_4$  и  $C_6H_{14}$  конденсируются в пласте, благодаря чему нефть этими элементами обогащается, и нефть и газ взаимно растворяются. К недостаткам указанных методов следует отнести то, что в условиях неоднородных коллекторов увеличение нефтеотдачи происходит лишь по отдельным пропласткам, обладающим большей проницаемостью.

#### ***Тепловые методы воздействия***

Существует способ повышения нефтеотдачи пластов методом внутрипластового горения. Этот метод заключается в создании в нефтяном пласте высокотемпературной зоны с  $t_{пл} \sim 200^\circ C$  и более, которая при нагнетании окислителя (воздуха) перемещается по пласту от нагнетательной к эксплуатационной скважине. После удаления фронта горения от нагнетательной скважины между нею и эксплуатационными скважинами образуется несколько характерных зон. Между забоем нагнетательной скважины и фронтом горения расположена выжженная зона пласта. Сам фронт горения представляет собой узкую зону с размерами несколько десятков см. Температура в этой зоне достигает  $350-600^\circ C$ . За данной зоной следует зона испарения остаточной воды и относительно легких фракций нефти. За зоной испарения идет зона конденсации. Здесь вода и легкие газы находятся в состоянии кипения, температура достигает  $180-250^\circ C$ . Вода здесь накапливается из-за испарения остаточной воды и в результате сгорания углеводородов. Перед зоной конденсации образуется вал легких углеводородов и воды, конденсирующейся из паров легких фракций нефти и воды. Таким образом вытеснение нефти из пласта осуществляется



газообразующими продуктами, находящимися под давлением, превышающим пластовое. Внутрипластовое горение, как и закачка в продуктивный пласт углеводородных газов у нас не производится в широком масштабе.

Перемещение воды в пласт в зависимости от его строения, взаимного расположения скважин, темпов отбора и закачки жидкости может происходить очень многообразно. При законтурном заводнении в пологозалегающих пластах платформенных месторождений чаще всего происходит опережение движения внутри контура нефтеносности. В результате этого граница между нефтью и водой увеличивается по площади. Водонефтяная зона пласта расширяется. Это приводит к длительному обводнению большого числа скважин, что осложняют процесс эксплуатации. Во многих случаях вода перемещается по всей мощности пласта, вскрытого нагнетательной скважиной. Обычно такая форма перемещения наблюдается вблизи нагнетательных скважин, когда вода закачивается в больших объемах. Такой характер движения воды обнаруживается в эксплуатационных скважинах по очень быстрому их обводнению. Вдали от нагнетательных скважин, в зависимости от литологического строения продуктивного пласта фронт закачиваемой воды может принимать любую произвольную форму. Известны случаи, когда фронт воды, передвигающейся по всей мощности пласта вытесняет нефть в первоначально водоносные части залежи, расположенные между внешним и внутренним контурами нефтеносности. Нередко при перемещении контуров нефтеносности происходит значительное искривление начальной, обычно приблизительно горизонтальной поверхности ВНК.

При эксплуатации многопластовой залежи единой сеткой скважин с общим фильтром для обеспечения максимальной нефтеотдачи пласта наилучшим является одинаковый темп отбора нефти и равномерное продвижение контуров вытесняемой нефти по всем пластам. Добиться этого можно при поддержании одинакового давления на линии нагнетания, если

все пласты представлены однородными коллекторами, но, как правило, вследствие неоднородности пластов, отбор нефти по пластам производится неравномерно. В этом случае наиболее благоприятным является опережающее заводнение пластов снизу вверх. Это возможно, когда коллекторские свойства улучшаются сверху вниз. При эксплуатации многопластовой залежи могут происходить перетоки жидкости из одного пласта в другой – происходит гидродинамическая связь. На наличие такой связи могут указывать: общая отметка ВНК, отсутствие в нижележащем пласте газовой шапки и т.д.

## 2. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ «ПРИТОК-СОСТАВА» В ОБСАЖЕННОЙ СКВАЖИНЕ

К методам оценки «приток-состава» («потокометрия») относятся методы промыслово-геофизических исследований, предназначенные для определения сугубо эксплуатационных параметров работающих пластов и скважины в целом (расходометрия (РМ), термометрия (ТМ), барометрия (БМ), методы оценки состава в стволе: влагометрия (ВЛ), плотностеметрия (ПЛ), резистивиметрия, а также нейтронный активационный каротаж по кислороду (КНАМ) - при определении интенсивности и направления перетока (движения) воды.

### 2.1. ДЕБИТОМЕТРИЯ И РАСХОДОМЕТРИЯ

Объемы жидкости или газа, циркулирующие в стволе скважины, фиксируются глубинными расходомерами и дебитомерами. *Расходомерами* измеряют расходы воды, нагнетаемой в скважину, *дебитомерами* — притоки нефти, газа и их смеси с водой.

Дебитомеры и расходомеры делятся на *механические* и *термокондуктивные*, по способу регистрации — *автономные* (регистрация сигналов осуществляется внутри прибора) и *дистанционные* (сигналы для регистрации передаются по линии связи на поверхность), по условиям измерений — на *пакерные* и *беспакерные*.

#### *Механические дебитомеры (расходомеры)*

В механических дистанционных дебитомерах и расходомерах обычно используются преобразователи скорости потока жидкости. Чувствительным элементом служит турбинка вращающаяся набегающим потоком того или иного флюида (рис. 2.1). Скорость вращения турбинки преобразуется в электрические сигналы с помощью магнитного прерывателя тока. На роторе турбинки укреплен кольцевой магнит, взаимодействующий с магнитной стрелкой. Вторая колеблется вокруг оси. Один оборот кольцевого магнита вызывает одно полное колебание стрелки между упором и неподвижным контактом, в результате чего замыкается и размыкается токовая цепь. Для

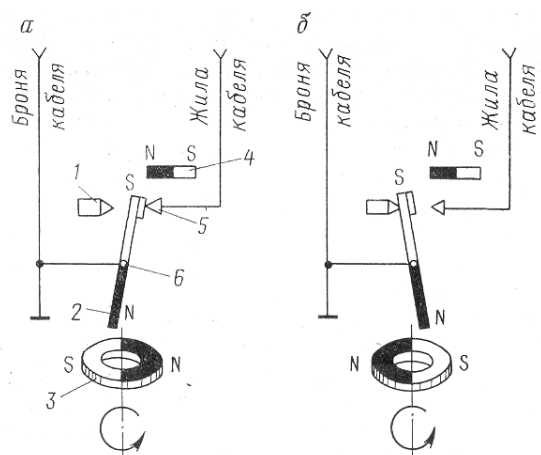


Рис. 2.1 Схема магнитного прерывателя тока механического глубинного расходомера при замкнутой (а) и разомкнутой (б) цепях

увеличения времени, в течение которого электрическая цепь замкнута, служит дополнительный магнит. При замыкании цепи в линию связи поступает электрический импульс тока. Скорость вращения турбинки пропорциональна величине измеряемого дебита жидкости или газа. Следовательно, чем выше дебит, тем больше импульсов в единицу времени поступит в измерительный

канал. Контактный магнитный прерыватель тока обеспечивает стабильную работу прибора при скорости вращения турбинки до 3000 об/мин. Частота импульсов, поступающих по линии связи на поверхность, преобразуется блоком частотомера в пропорциональную ей величину напряжения, которая фиксируется регистрирующим прибором.

*Пакер* (рис. 2.2, а) служит для перекрытия сечения скважины и для направления потока жидкости через измерительную камеру, в которую помещена турбинка. При использовании пакера невозможен непрерывный режим записи. Регистрацию данных производят либо в непрерывном («на

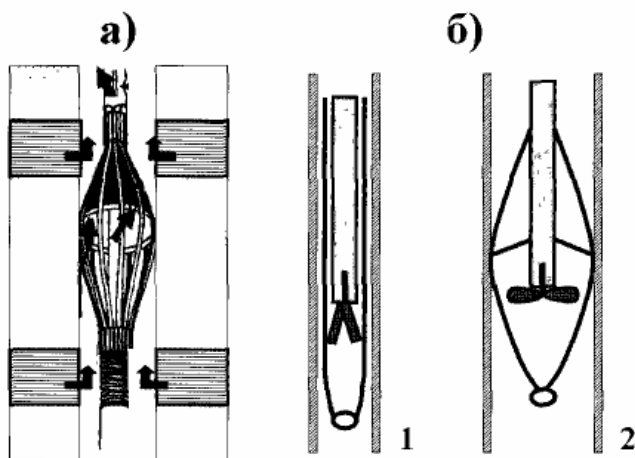


Рис.2.2 Устройство механических расходомеров. а – с раскрывающимся пакером; б – с раскрывающейся вертушкой (1 – в НКТ, 2 – 2 колонне)

протяжке»), либо в поточечном (замеры «по точкам») режимах. Для увеличения чувствительности расходомера в последнее время широко применяются модули с раскрывающимися вертушками (рис. 2.2, б),

Методика проведения исследований скважин механическими дебитомерами и

расходомерами заключается в следующем. Прибор опускается в скважину до кровли верхнего перфорированного пласта и при открытом пакере или центраторе производятся периодические отсчеты и запись показаний. При этом регистрируются показания калибратора, нулевые линии и показания суммарного дебита. Затем при закрытом пакере прибор опускается на забой. При подъеме прибора с прикрытым пакером со скоростью 60-80 м/ч записывается непрерывная диаграмма до воронки насосно-компрессорной трубы (НКТ). По данным полученной непрерывной дебитограммы намечают положения точечных измерений дебита. На участках кривой с резкими изменениями дебита, расстояния между точками наблюдения выбирают через 0.4 м, на участках с малыми изменениями дебита — через 1-2 м. Измерения на точках выполняют с полностью открытым пакером в течение 1 мин. При перемещении прибора на другую точку пакер прикрывают.

Механические дебитомеры и расходомеры позволяют:

- 1) определять общий дебит или расход жидкости по пластам;
- 2) получать профиль притока и приемистости жидкости по мощности перфорированного пласта в эксплуатационных и нагнетательных скважинах;
- 3) осуществлять контроль за техническим состоянием скважин;
- 4) определять перетоки между перфорированными пластами после остановки скважины.

Преимущество механических дебитомеров — их малая чувствительность к составу протекающего флюида. Недостатком механических расходомеров является их низкая пороговая чувствительность, поэтому часто подошва работающего интервала отбивается выше нижней границы перфорированного участка, а малые притоки или поглощения жидкости могут оказаться незафиксированными. Невозможно проводить исследования механическими дебитометрами в случае, если флюид «загрязнен» какими-либо механическими примесями.

В связи с этим интерпретация механических профилограмм должна осуществляться в комплексе с терморасходограммами и кривыми высокочувствительной термометрии. А так же непригодность для изучения потоков загрязненных жидкостей.

### ***Термокондуктивные дебитомеры (расходомеры)***

Термокондуктивные расходомеры работают по принципу термоанемометра. Т.е. их работа основана на определении количества тепла, отдаваемого непрерывно нагреваемым телом, которое помещено в поток жидкости или газа. По количеству отдаваемого тепла судят о линейной скорости потока, которая связана с объемным расходом жидкости. В поток скважинной жидкости помещается спираль, нагреваемая постоянным стабилизированным током до температуры, превышающей температуру окружающей ее среды. Эта же спираль-термосопротивление является датчиком дебитомера и расходомера. Набегающий поток жидкости или газа охлаждает спираль и тем самым изменяет ее активное сопротивление. Температура датчика колеблется в зависимости от скорости движения охлаждающей жидкости. Фиксируя изменение сопротивления термодатчика, получают кривую термокондуктивной дебитометрии (расходомерии). Величина теплоотдачи термосопротивления зависит также от тепловых характеристик среды, силы тока, диаметров скважины и колонны. В скважине с постоянным диаметром и однородной средой на теплоотдачу термосопротивления влияет только средняя линейная скорость потока, что позволяет измерить его скорость и построить профиль притока или поглощения флюида.

Термокондуктивные дебитомеры (расходомеры) типа СТД обладают более высокой чувствительностью, не вносят гидродинамических сопротивлений в поток, имеют высокую проходимость в скважинах из-за отсутствия пакера, не подвержены влиянию загрязняющих механических примесей и надежны в работе. Однако показания термокондуктивных дебитомеров (расходомеров) существенно зависят от состава смеси,

протекающей по стволу скважины, поэтому термодобитограммы могут быть использованы для количественной интерпретации только при потоках однофазного флюида.

## 2.2. БАРОМЕТРИЯ

*Барометрия* изучает поведение давления во времени или градиента давления по стволу скважины. Метод применяют для определения значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, оценки плотности и состава неподвижной смеси, оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами оценки приток-состава).

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры, структуры газожидкостного потока.

Измерения выполняют *глубинными манометрами*, которые подразделяются на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Различают также манометры с автономной регистрацией, которые опускают на скребковой проволоке или в составе пластоиспытателей, и дистанционные, работающие по кабелю. Преобразователи давления могут быть пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые), а также струнного и мембранного типов (устаревшие модели).

Прибор (модуль) с датчиками давления комплексируют с другими датчиками методов оценки «притока-состава», а также ГК и локатором муфт ЛМ (для привязки к разрезу).

Измерения абсолютных давлений и их изменений проводят тремя способами: 1) изменения давления в функции времени на фиксированных точках глубины; 2) стационарное поле давления по стволу скважины как функцию глубины; 3) нестационарное поле давления по стволу как функцию глубины и времени.

Регистрацию изменения давления как функции времени производят при флуктуационных измерениях либо при гидродинамических исследованиях пластов (регистрация кривой притока КП, кривых изменения давления - КВД, КВУ и т.п.).

*Дифференциальные манометры*, измеряющие разность гидростатических давлений на базе порядка 1 м, применяют для количественных определений плотности флюида в стволе простаивающей скважины. Поскольку измеряемая разность давлений пропорциональна средней плотности смеси флюидов в стволе скважины, то находимые значения плотности усреднены как по сечению потока, так и по интервалу замера. Аналогичная оценка плотности смеси допустима также при низких скоростях потока, когда влияние гидравлических потерь несущественно.

### **2.3. ТЕРМОМЕТРИЯ**

Метод термометрии заключается в изучении естественных и искусственных тепловых полей в скважине. Измеряемая величина - температура (либо разность температур) - в градусах Цельсия (°С).

*Естественные тепловые поля* обусловлены региональными процессами теплопереноса в недрах Земли. Измерения параметров естественных полей выполняют в неработающих или длительно простаивающих скважинах с целью определения естественной температуры пород и геотермического градиента, изучения региональных гидрогеологических процессов и пр.

*Искусственные тепловые поля* связаны с нарушением естественного температурного режима массива горных пород вследствие строительства и ремонта скважин, а также эксплуатации скважин и пластов. Измерения выполняют преимущественно в действующих и кратковременно простаивающих эксплуатационных скважинах, а также в строящихся скважинах в процессе и непосредственно после окончания операций по промывке ствола, цементирования и т.п. Специальным предметом изучения являются искусственные поля в интервалах заколонных перетоков, пластов,



дренируемых соседними скважинами и пр. Подобные исследования могут быть выполнены и в неработающих скважинах.

Измерения искусственных полей ведут для: 1) оценки технического состояния обсаженных скважин: определения высоты подъема цемента; выделения интервалов затрубных перетоков; контроля интервалов перфорации; исследований герметичности обсадных колонн и фонтанных труб; 1) сопровождения процесса эксплуатации скважин в комплексе с другими методами определения «приток-состава»: выделения интервалов и профилей притоков и приемистости; установления обводненных интервалов в добывающих скважинах; прослеживания температурного фронта закачиваемых вод; определения интервалов внутриколонных перетоков; контроля за внутрислоевым горением и т.п.

Результаты измерений естественных полей используют при этом в качестве фоновых наблюдений.

Для измерения температуры в скважине используются термометры, отличающиеся друг от друга как по принципу действия (т. е. чувствительным элементом и первичным преобразователем), так и по конструктивному и схемному исполнению.

Наибольший интерес по своим измерительным возможностям представляют термометры сопротивления на трехжильном кабеле. В качестве чувствительного элемента в них используются обычно медные термосопротивления, которые включены в мост постоянного тока.

В отличие от термометров сопротивления на трехжильном кабеле в термометрах на одножильном бронированном кабеле в скважину опускают лишь один чувствительный элемент измерительной схемы, так как в качестве канала связи между скважинным датчиком и вторичной аппаратурой в них используется этот же кабель.

В тех случаях, когда необходимо снимать температурные кривые в скважинах с большой детальностью, используют дифференциальные

термометры. Благодаря большой чувствительности эта измерительная аппаратура позволяет успешно решать многие промышленные задачи.

По своему назначению и конструктивному исполнению дифференциальные термометры имеют две различные модификации: градиент-термометры, предназначенные для измерения разности температур в двух близлежащих точках; аномалий-термометры, предназначенные для измерения отклонения температуры от некоторого среднего значения.

Геотермические исследования проводят только на спуске прибора после пребывания скважины в покое не менее 10 суток. Более точный промежуток времени устанавливают для конкретного района опытным путем. В скважине не должно быть перелива, газопроявлений, затрубного движения. При определении естественной температуры необходимо: провести измерения на ряде глубин при неподвижном термометре; выполнить не менее двух повторных измерений по всему стволу с интервалом времени между ними не менее суток. В обоих вариантах разница показаний не должна превышать 1°C.

При выполнении подобных требований в скважине могут наблюдаться локальные аномалии, обусловленные предшествующей работой скважины и вмещающих пластов.

#### **2.4. ВЛАГОМЕТРИЯ ДИЭЛЬКОМЕТРИЧЕСКАЯ**

*Диэлькометрическая влагометрия (диэлькометрия)* основана на изучении относительной диэлектрической проницаемости флюидов в стволе скважины. Метод чувствителен к содержанию в нефти воды любой минерализации. Наиболее благоприятные условия для выделения обводненных интервалов - начальная стадия обводнения продукции (первые проценты воды в нефти).

Влагометрия дает возможность определять состав флюида в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости. Известно, что диэлектрическая проницаемость воды измеряется от 50 до 80 отн. ед., нефти — от 2 до 4 отн. ед., а газа равна 1 отн. ед. Повышение содержания

воды в нефти и газе существенно повышает диэлектрическую проницаемость смесей. Величина диэлектрической проницаемости флюидов измеряется *диэлектрическими влагомерами*. Прибор представляет собой измерительный RC-генератор, в колебательный контур которого включен измерительный проточный конденсатор. Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная или водогазовая смесь. Для измерения диэлектрической проницаемости флюидов используются влагомеры типа ВГД. Строится эталонировочный график зависимости частоты измеряемого сигнала  $f$  кГц от процентного содержания воды в нефти. Форма зависимости носит экспоненциальный характер, что является одним из недостатков данного метода. При объемных содержаниях воды в продукции свыше 40-60% метод плохо реагирует на дальнейшие изменения влагосодержания. В наклонных скважинах при отсутствии центраторов и пакера датчик прибора реагирует на влагосодержание только у нижней стенки колонны.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественно оценки состава флюида и пакерные - для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры - беспакерные.

Исследование интервала включает непрерывные и точечные измерения. Для пакерных влагомеров непрерывные измерения выполняют с закрытым пакером при спуске прибора, точечные — при подъеме прибора полностью открывая пакер. При перемещении прибора с точки на точку пакер прикрывают.

Непрерывные измерения выполняются в интервалах перфорированных пластов или предполагаемой негерметичности обсадной колонны, распространяя их на 20 метров вниз и вверх от исследуемого интервала.

Точечные измерения выполняют в тех же точках, что и измерения расходомером включая аномальные участки, выделенные по результатам

непрерывных измерений влагомером. На каждой точке проводят не менее трех измерений с последующим расчетом среднего значения.

На *влагограмме* можно установить границу воды и нефти или их смесей по уменьшению показаний при входе от водоносной зоны к нефтеносной. Данные влагометрии позволяют определить процентное содержание воды в нефти в смеси с точностью до  $\pm 10\%$ .

Влагометрию применяют для определения состава флюидов в стволе скважины, выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей, установления мест негерметичности обсадной колонны и при благоприятных условиях - для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной или газовой скважине. Влагометрия комплексирована с другими методами оценки «приток-состава».

## **2.5. ГАММА-ГАММА ПЛОТНОСТЕМЕТРИЯ**

*Гамма-гамма плотнометрия* («плотностеметрия») основана на изучении плотности флюидов в стволе скважины с помощью гамма-излучения, рассеянного от стационарных (ампульных) источников «мягкого» низкоэнергетического излучения. В конструкцию зонда ГГК-П входит источник и индикатор  $\gamma$ -излучения. В этом случае исследуемая среда располагается между источником и индикатором гамма-излучения. Определение плотности жидкости базируется на зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от эффективного атомного номера изучаемой среды, состоящей из различных химических элементов. При ограничении гамма-излучения сверху величиной 1 МэВ, а снизу - величиной, при которой комптон-эффект в среде на два порядка больше фотоэффекта, результаты измерений гамма-гамма-каротажа отражают плотностную характеристику среды.

Для измерения рассеянного гамма-излучения применяется прибор, который содержит источник гамма-излучения и расположенный от него на расстоянии 0.3-0.4 м индикатор гамма-лучей, прошедших через слой

исследуемой жидкости. Прибор помещен в свинцовые экраны с коллимационными отверстиями, находящимися на одной оси и направленными навстречу друг другу. Пространство между коллимационными отверстиями свободно промывается исследуемой жидкостью. Интенсивность источника выбрана такой, чтобы свести к минимуму влияние стенок скважины. В качестве источника мягкого гамма-излучения применяется тулий-170.

Показания ГГК-П находятся в обратной зависимости от электронной плотности изучаемой среды (для основных породобразующих минералов электронная плотность примерно равняется величине объемной плотности). Т.е. плотные участки отмечаются на диаграммах ГГК низкими значениями рассеянного  $\gamma$ -излучения, и наоборот – участки пониженной плотности выделяются максимумами.

Плотнометрия применяется для определения состава (плотности) жидкости в стволе скважины (на кривых плотностеграммы переход от воды к нефти отмечается повышением интенсивности рассеянного гамма-излучения); выявления интервалов и источников обводнения; выявления интервалов притоков в скважину нефти, газа и воды при оценке эксплуатационных характеристик пласта (в комплексе с методами расходомерии и термометрии); оценке качества цементирования обсадных колонн.

Методом ГГК-П определяют среднюю плотность смеси по всему сечению колонны. По эталонировочным графикам плотностемеров измеренные интенсивности рассеянного гамма-излучения переводят в величины плотности  $\delta_{см}$ . При известных значениях плотности нефти и воды в изучаемом интервале ствола скважины определяют содержание составляющих в водонефтяной смеси. Плотностные данные можно получить по результатам анализа проб воды и нефти, отобранных в процессе эксплуатации пласта.

Определение доли воды  $C_v$  и нефти  $C_n$  в водонефтяной смеси осуществляют по формулам  $C = (\delta_{см} - \delta_n) / (\delta_v - \delta_n)$ ,  $C_n = 1 - C_v$  или номограмме (рис. 2.3). Ошибки в оценке  $C_v$  и  $C_n$  связаны с неточным нахождением  $\delta_v$  по

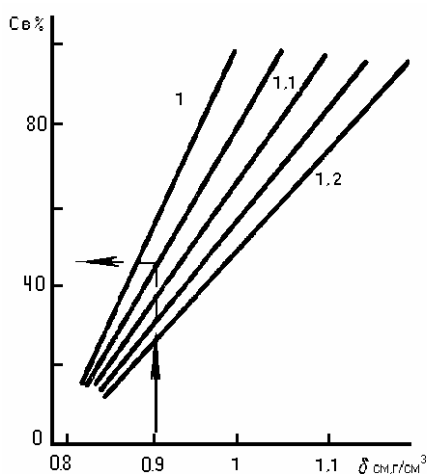


Рис. 2.3 Пример определения содержания воды по показаниям ГГК

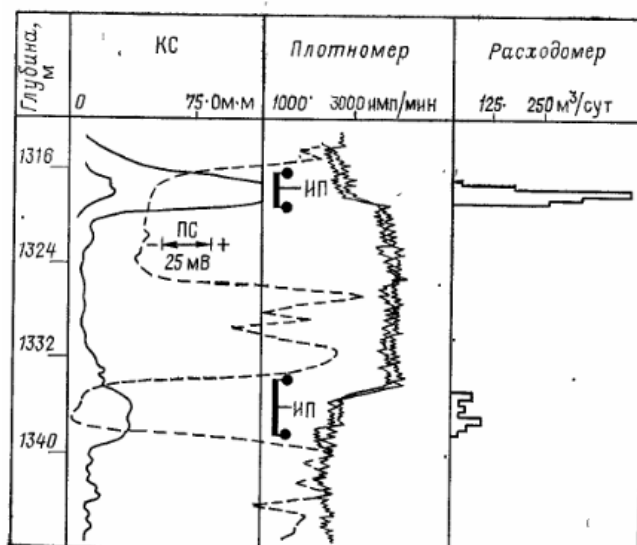


Рис. 2.4 Результаты комплексных измерений плотномером и механическим расходомером. ИП – интервалы перфорации

исследований — до 55 %. По кривой плотнмера плотность жидкости в интервале 1335.2—1338.2 м равна 1.14 г/см<sup>3</sup>, что соответствует значительному содержанию минерализованной воды в смеси, поступающей из пласта. Примерно такая же плотность жидкости (1.12 г/см<sup>3</sup>) наблюдается в интервале 1316—1319 м, что свидетельствует об

поверхностным пробам и с изменением минерализации воды в процессе обводнения пласта. На плотностеграмме переход от воды к нефти отмечается по началу повышения интенсивности рассеянного гамма-излучения.

На рис. 2.4 приведен пример исследования глубинно-насосной скважины, выполненного с целью выявления источника обводнения. Измерения плотномером и расходомером проведены в процессе работы

скважины через межтрубное пространство. До определенного времени в скважине эксплуатировался пласт на глубине 1334-1338.8 м. Обводнение нефти достигло 18%. После этого в эксплуатацию был введен пласт на глубине 1316—1319 м, перфорированный всего на 1 м выше ВНК. Через несколько месяцев обводнение увеличилось до 38%, а ко времени проведения

обводнении и этого пласта. Таким образом, оба эксплуатируемых интервала с точки зрения их обводненности равноценны, что следует учитывать при ремонте скважины.

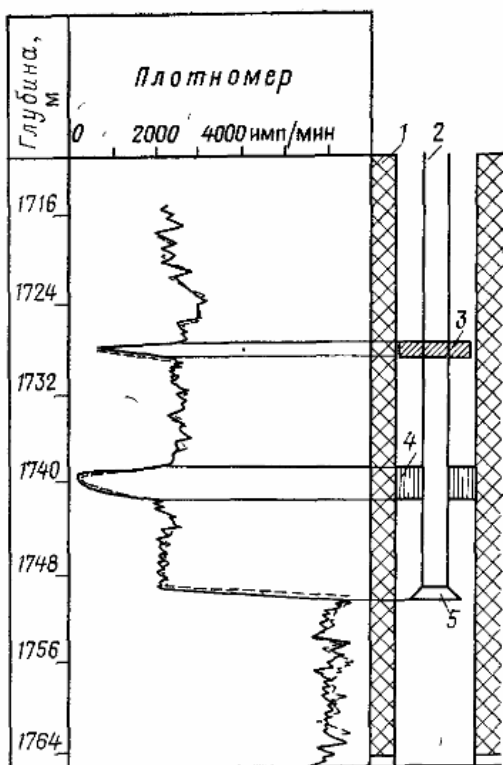


Рис. 2.5 Определение положения башмака НКТ, пакера и репера по кривой ГГК. 1 – колонна, 2 – НКТ, 3 – репер, 4 – пакер, 5 – башмак НКТ

На рис. 2.5 приведены результаты исследований плотномером по рассеянному гамма-излучению, выполненных с целью определения глубины местоположения башмака НКТ, пакера и репера. Вход прибора в НКТ отмечается резким уменьшением регистрируемых значений, положению пакера 4 и репера 3 отвечают отрицательные аномалии кривой.

Ограничения данного метода заключаются в зависимости показаний от состава многофазной продукции, особенно - структуры потока флюида в стволе скважины, а также в необходимости строгого соблюдения правил техники радиационной безопасности.

## 2.6. РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ

*Резистивиметрия* - основной количественный метод для определения минерализации воды. Метод применяют для определения состава флюидов в стволе скважины, выявления в гидрофильной среде интервалов притоков воды (включая притоки слабой интенсивности), оценки солености скапливаемой на забое воды, установления мест негерметичности колонны, разделения гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий.

Для получения кривой удельного электрического сопротивления флюида по стволу скважины используются резистивиметры двух типов — индукционный и одноэлектродный на постоянном токе.

### ***Индукционная резистивиметрия***

*Индукционная резистивиметрия* основана на измерении удельной электропроводности жидкостной смеси в стволе скважины методом вихревых токов, что позволяет производить оценки параметров не контактным, а дистанционным (объемным) способом измерения.

*Скважинный индукционный резистивиметр* представляет собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух (возбуждающей и приемной) тороидальных катушек. Объемный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика.

Прибор калибруют с помощью устройства, выполненного в виде цилиндрического сосуда диаметром свыше 150 мм. Измерения выполняют в водных створах хлористого натрия отличающихся проводимостью. Результатом калибровки являются градуировочные зависимости показаний прибора от удельной электрической проводимости (см/м) или минерализации воды (г/л). Источником погрешностей измерений удельной электропроводности является нелинейность чувствительности резистивиметра к температуре и напряжению питания устройства.

Непрерывные измерения выполняют на спуске в интервалах перфорированных пластов с перекрытием на 20 м прилегающих к ним участков. Повторное измерение выполняют по всей длине исследуемого интервала.

### ***Токовая резистивиметрия***

Одноэлектродный резистивиметр работает по принципу токового метода и используется лишь для качественного определения изменения сопротивления смеси в скважине. Граница перехода от воды к нефти или от гидрофильной смеси к гидрофобной отмечается на кривой резистивиметрии резким скачком величины сопротивления.

В настоящее время для оценки состава продукции в скважине широко используются современные датчики электрической проводимости (фактически токовые резистивиметры). Такие датчики предназначены для



измерения в очень ограниченном объеме пространства скважины удельного электрического сопротивления среды заполнителя ствола, а также оценки истинного объемного содержания компонент потока (разделения воды от углеводородов).

Резистивиметрия позволяет по величине электрического удельного сопротивления различать в стволе скважины нефть, воду, газ и их смеси. Смеси бывают гидрофильные (нефть присутствует в воде в виде капель) и гидрофобные (в нефти в виде капель содержится вода). Гидрофильная смесь характеризуется весьма низким электрическим сопротивлением, близким к сопротивлению чистой воды, гидрофобная — весьма высоким электрическим сопротивлением, близким к сопротивлению нефти.

Для получения кривой сопротивления по стволу скважины используется одноэлектродный резистивиметр. Граница перехода от воды к нефти или от гидрофильной смеси к гидрофобной отмечается на кривой резистивиметрии резким скачком сопротивления.

Вид диаграмм обуславливается типами флюидов и их смесями в колонне. При контакте однородных флюидов (нефть, вода) или осадка с флюидами на кривых резистивиметрии граница между средами с

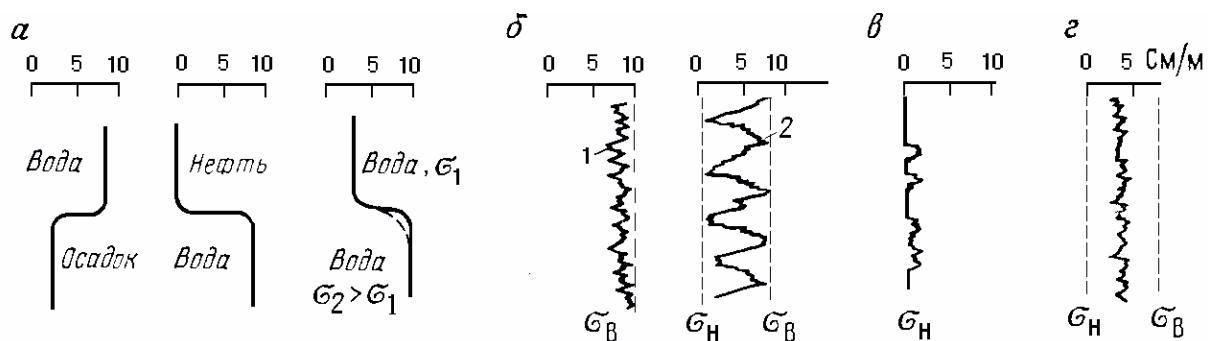


Рис. 2.6 Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра

различной электрической проводимостью отмечается скачком, вид кривых гладкий (рис. 2.6, а). Гидрофильные смеси фиксируются либо высокой электропроводимостью на диаграмме резистивиметрии (кривая носит пилообразный характер с выбросами в сторону снижения проводимости — капельная нефть в воде), либо резкими изменениями электропроводимости

большой амплитуды (слоистая нефть в воде) (рис. 2.6, б). Гидрофобная смесь (вода в нефти) характеризуется низкой электропроводимостью, кривая резистивиметрии изрезана с незначительными редкими увеличениями значений проводимости (рис. 2.6, в). Переходное течение флюидов (гидрофильная смесь к гидрофобной или наоборот) фиксируется промежуточными значениями проводимости между нефтью и водой, кривая изрезана (рис. 2.6, г).

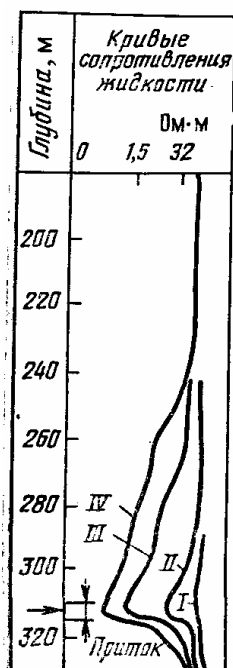


Рис. 2.7 Определение места притока пластовых вод методом резистивиметрии

На рис. 2.7 представлен пример определения места притока пластовых вод в скважину методом резистивиметрии. Места притока или поглощения жидкости отмечается резкими изменениями на кривых сопротивления. Как правило, проводится серия измерений для того, чтобы оценить динамику изменения свойств флюида, находящегося в скважине. Замеры сопровождаются воздействием на пласт. Так по рисунку видно, что с каждым замером, сопровождаемым откачкой жидкости, в скважину поступает новая порция воды, которая изменяет

сопротивление. Нижняя граница интервала притока отмечается на кривых резистивиметрии резкими изменениями показаний.

## 2.7. НЕЙТРОННЫЙ АКТИВАЦИОННЫЙ МЕТОД ПО КИСЛОРОДУ

Метод основан на активации ядер кислорода в стволе скважины и окружающей среды быстрыми нейтронами (энергии порядка 14 МэВ) с помощью скважинного генератора нейтронов. Продуктом активации кислорода является радиоактивный изотоп азота  $N^{16}$ . Затем в результате «бета-распада» из ядер этого изотопа вновь образуются ядра кислорода  $O^{16}$  с выделением  $\gamma$ -квантов энергии 6.13 и 7.12 МэВ. Период полураспада для этой ядерной реакции составляет порядка 7 с. Поскольку энергия фонового гамма-излучения в данном случае не превышает 3 МэВ, по интенсивности

вторичного жесткого гамма-излучения можно определить содержание кислорода в окружающей среде.

Кроме того, метод используется для определения скорости и направления движения активированных ядер кислорода относительно источника излучения. Для этого в измерительной установке источник и регистраторы гамма-излучения разнесены друг относительно друга (принцип *прямого* и *обратного* зондов).

Пороговая энергия описанной выше ядерной реакции порядка 10 МэВ, что не намного ниже энергии первичного излучения нейтронной трубки. Поэтому эффект наблюдается на небольшом расстоянии от источника нейтронов (первые десятки сантиметров). То есть глубинность метода не очень велика и в обсаженной скважине ограничена внутрисклонным и заклонным пространством.

Измерительные установки делятся на *однозондовые* и *двухзондовые*. В состав однозондовой измерительной установки включен один детектор гамма-излучения, располагаемый выше (верхний зонд) или ниже (нижний зонд) источника. В двухзондовой установке детекторы расположены по обе стороны от источника.

Метод применяется для установления границы подвижной и застойной воды в эксплуатационной скважине, выделения интервалов поступления воды во внутрисклонное пространство из перфорационных отверстий и интервалов негерметичности, а также выявления заклонных перетоков воды.

Градуировочной зависимостью для метода КНАМ (КАНГК) является зависимость интенсивности регистрируемого излучения от дебита воды в колонне с известным диаметром. Для получения градуировочных зависимостей используются результаты модельных исследований, а также результаты одновременных замеров в нагнетательных скважинах методом КНАМ и расходомером.

Граница подвижной и застойной воды в стволе скважины отмечается по увеличению показаний прямого зонда  $I_{пр}$  и уменьшению показаний обращенного  $I_{обр}$ . Положение этой границы ориентировочно устанавливается по непрерывным измерениям, а затем уточняется по результатам точечных замеров. Истинное положение границы подвижной и застойной воды фиксируется по результатам комплексной интерпретации данных КАНГК, расходомерии, термометрии и методов определения состава флюидов (рис. 2.8).

На диаграмме, полученной при спуске прибора, минимальные показания фиксируются над нефтеносным пластом, где содержание воды во

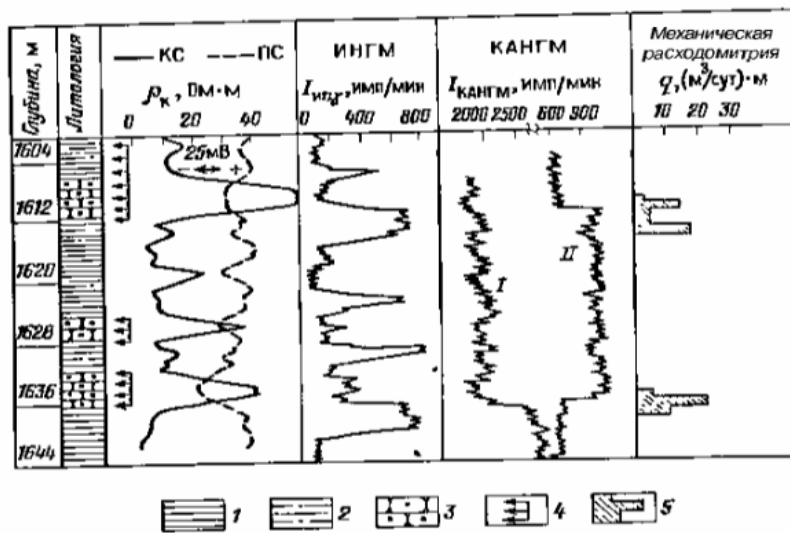


Рис. 2.8 Определение мест притока воды и нефти по данным КАНГК и механической расходомерии.  
 Замеры КАНГК: I – на спуске, II – на подъеме; 1 – глина, 2 – алевролит, 3 – нефтеносный песчаник, 4 – интервал перфорации, 5 – места притока

флюиде, движущемся в стволе скважины, наименьшее, а скорость движения активированной воды по отношению к прибору (равная сумме скоростей спуска прибора и подъема жидкости по стволу) наибольшая. В застойной зоне показания КАНГК

максимальны. При записи кривой на подъеме прибора показания КАНГК в зоне водоотдающего пласта значительно возрастают, а в зоне верхнего нефтеносного пласта уменьшаются.

Скорость притока воды может быть установлена по измерению времени прохождения активиро-ванной жидкости от источника нейтронной до детектора при точечных измерениях с помощью градуировочного графика.

### 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

#### 3.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА И ПРИЕМИСТОСТИ СКВАЖИН

Определение дебита в эксплуатационных скважинах входит в состав систематических геолого-промысловых наблюдений и осуществляется путем измерения времени, в течение которого жидкость заполняет емкость известного объема.

Приемистость нагнетательных скважин оценивается по показаниям расходомеров, установленных на насосной станции. Однако, по показаниям поверхностных измерителей, можно судить о продуктивности и приемистости нефтенасыщенного коллектора, если он представлен одним пластом. Если залежь нефти сложена несколькими пластами, то однозначно решить эту задачу нельзя. Поэтому для послойных определений дебита и приемистости скважин используют данные, получаемые по результатам исследования скважин расходомерами.

Показания пакерного механического расходомера приводятся к поверхностным условиям.  $Q_{вп} = \frac{K_{пo}}{K_{п\mu}} Q_n$  и  $Q_{гн} = \frac{K_{пo}}{K_{п\mu} b_{гн}} Q_n$ , где  $Q_{вп}$  – расход водоносного пласта,  $Q_{гн}$  – расход нефтеносного пласта,  $K_{пo}$  – коэффициент пакеровки для градуировочной кривой, построенный по воде на гидродинамическом стенде,  $K_{п\mu}$  – коэффициент пакеровки для градуировочной кривой, построенной при вязкости жидкости  $\mu$  в скважинных условиях;  $Q_n$  – измеренное объемное значение расхода жидкости;  $b_{гн} = V_{но} / V_n$ , где  $b_{гн}$  – объемное содержание газа в нефти ( $V_{но}$  – объем нефти с растворенным в ней газом при забойном давлении и температуре,  $V_n$  – объем нефти, измеренный на поверхности после дегазации). Величина  $b_{гн}$  зависит от растворенного газа и изменяется в большинстве случаев от 1.05 до 1.2.

Коэффициент пакеровки прибора при пластовых условиях определяется  $K_{nu} = Q_n / Q$ , где  $Q_n$  – расход жидкости, проходящей через сечение измерительного прибора,  $Q$  – общий измеряемый расход жидкости.

В добывающих скважинах, работающих нефтью с водой нужно при определении дебита знать процентное содержание воды в нефти. Для этого, кроме замера расходомерами приводят замеры влагомерами. Совместная обработка данных о дебитах и обводненности проводятся в двух точках, расположенных выше и ниже пласта. Суммарный приток жидкости  $Q$  и отдельно нефти  $\Delta Q_n$  и воды  $\Delta Q_v$  из этого интервала.

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1, \quad \Delta Q_v = Q_2 C_{v2} - Q_1 C_{v1}, \quad \Delta Q_n = \Delta Q - \Delta Q_v$$

### **3.2. ИЗУЧЕНИЕ ПРОФИЛЕЙ ПРИТОКА И ПРИЕМИСТОСТИ**

По результатам измерений механическими и термокондуктивными дебитомерами (расходомерами), а также по данным методом высокочувствительной термометрии и изотопов можно получить *профили притока* (дебита) и *приемистости* жидкостей или газа по мощности работающего пласта.

*Профилем притока или приемистости* пласта называется график зависимости количества жидкости или газа, поступающих из единицы толщины (или в нее), от глубины ее залегания.

Могут быть профили расхода жидкости при движении ее вверх по стволу скважины (профиль притока) или при движении ее вниз (профиль приемистости). Профиль — основной исходный источник информации о распределении контролируемой величины потока в стволе скважины вдоль вскрытого перфорацией продуктивного разреза.

Изучение профилей притока или приемистости начинается на начальном этапе эксплуатации скважины и продолжается периодически в течение всего срока нахождения ее в составе действующего фонда скважин.

На начальном этапе разработки месторождения после пуска скважины в эксплуатацию и выхода ее на установившийся режим должен быть снят *опорный профиль*. Он снимается наиболее тщательно и отражает условия,

когда пластовое давление близко к первоначальному, продукцией является безводная нефть, воздействие закачки на отдачу и энергетические параметры пластов несущественны.

Изменения во времени конфигурации графика притока или поглощения обычно указывают на перераспределение пластовых давлений и, следовательно, величин притоков из различных пластов, которое также может быть вызвано увеличением степени обводненности пластов или проведением в скважинах геологических мероприятий.

Опорный профиль должен быть обязательно зарегистрирован повторно после проведения любых операций в скважине, связанных с изменением рабочей мощности продуктивного коллектора (исключение или приобщение пластов в эксплуатации).

При определении удельного расхода жидкости для каждой части разреза по точкам строится дифференциальный профиль, который строят по

значениям удельного дебета ( в  $\text{м}^3/\text{сут}/\text{м}$  ):

$$q_i = (Q_{i\max} - Q_{i\min}) / \Delta l,$$

где  $Q_{\max}$  и  $Q_{\min}$  – расходы соответственно в верхней и нижней точках выбранного интервала глубин ( в  $\text{м}^3/\text{сут}$  );  $\Delta l = l_{\text{ниж}} - l_{\text{верх}}$  – величина выбранного интервала исследований ( в м ).

По этому профилю оценивается расход жидкости для отдельных участков ствола скважины (рис. 3.1).

При построении интегрального и дифферен-

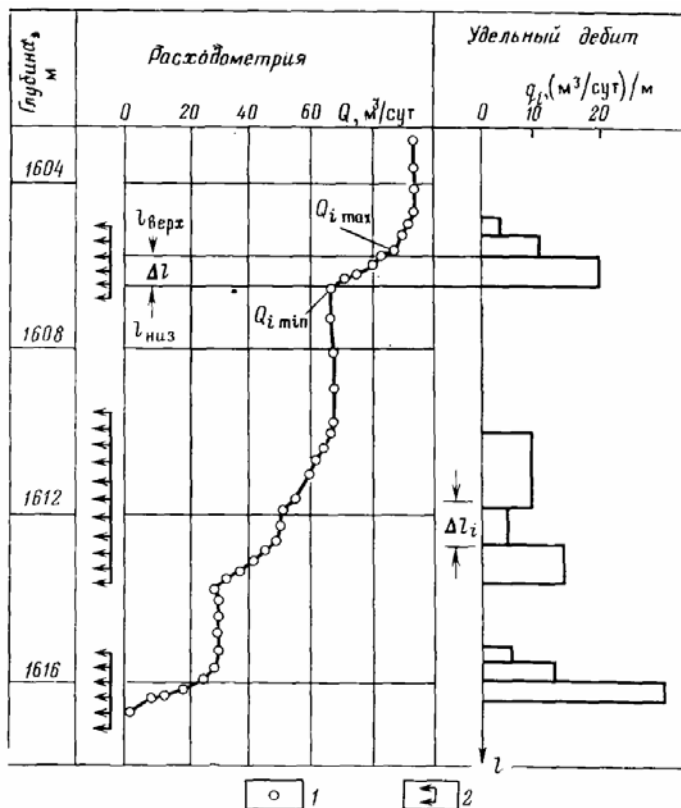


Рис. 3.1 Пример построения интегральных (слева) и дифференциальных (справа) профилей притока

1 – точечные замеры, 2 – интервал перфорации

циального профилей по скважинам, работающим нефтью с водой, обычно используют данные влагометрии. Интегральный профиль, полученный по данным расходомерии, совмещается с аналогичным профилем, построенным по результатам замеров, полученных методом влагометрии (рис. 3.2).

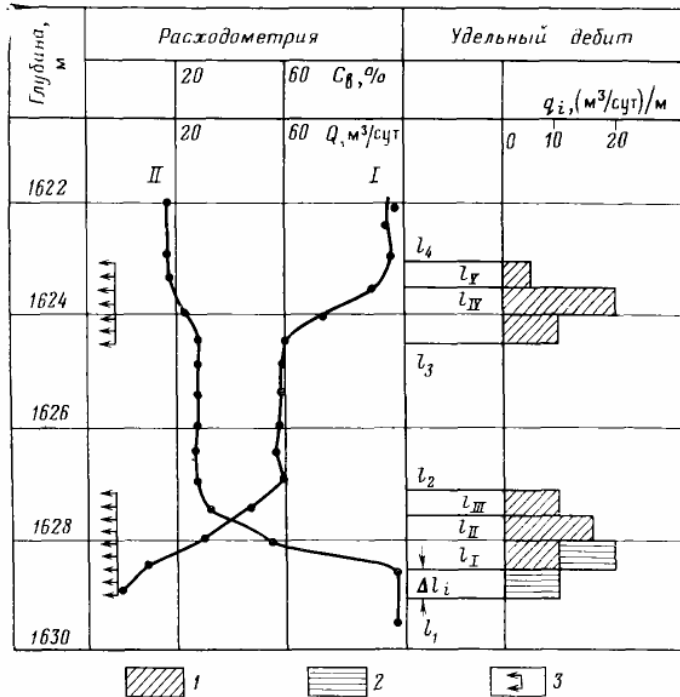


Рис. 3.2 Пример совместной обработки показаний механического расходомера и влагомера

1 – нефть, 2 – вода, 3 – интервал перфорации;  
I – дебитограмма, II - влагограмма

на участки по  $\Delta l_i$ . На глубине  $l_i$  расход жидкости составляет  $Q_i$  при содержании воды  $C_{вi}$ . Находят количество воды, поступающей в скважину из этого участка пласта:

$$Q_{в(l_i-l_1)} = \frac{Q_i}{100} C_{вi}$$

На графике удельного расхода, на участке  $l_i - l_1$  в масштабе откладывают количество притекающей воды, т. е. из общего расхода выделяют расходы воды и нефти. Зная количество воды, можно найти количество притекающей нефти:  $Q_{н(l_i-l_1)} = Q_i - Q_{в(l_i-l_1)}$

По кривым расхода жидкости и водосодержания в пластах последние разбивают на участки с наиболее резким изменением притока и процентного содержания воды, для которых вычисляются удельные расходы. После построения графика удельного расхода устанавливают интервалы притока нефти и воды по следующей методике.

Интервал  $l_1-l_2$  разбивают



Затем переходят к участку  $l_I - l_{II}$ . Общий дебит на глубине  $l_{II}$  составляет  $Q_{II}$  при содержании воды  $C_{вII}$ . Проводят аналогичный расчет и устанавливают содержание воды и нефти в общем потоке жидкости:

$$Q_{вII(l_I-l_{II})} = \frac{Q_{II}}{100} C_{вII}; \quad Q_n = Q_{II} - Q_{вII}.$$

Далее находят количество воды и нефти для участка  $l_I - l_{II}$ . Для этого из расхода воды и нефти в точке  $l_{II}$  вычитают расходы по воде и нефти первого участка  $l_I - l_I$  в отдельности, т.е.

$$Q_{в(l_I-l_{II})} = Q_{вII} - Q_{в(l_I-l_I)}; \quad Q_{n(l_I-l_{II})} = Q_{nII} - Q_{n(l_I-l_I)}.$$

Таким образом, определяют в отдельности расходы нефти и воды по всем участкам, которые наносятся на график удельного дебета (рис. 3.2).

В связи с разнообразием условий, при которых выполняются потокометрические исследования в скважинах, несовершенством методов и технических средств измерений потоков флюидов, на практике профили расхода часто получаются искаженными и требуют корректировки. Искажения могут быть связаны, например, с действием вихревого движения потока, нестабильностью коэффициента пакеровки прибора, пульсацией величины потока, состоянием поверхности колонны в скважине, изменением заколонной циркуляции жидкости из-за возникающих перепадов давления при пакеровке приборов и др.

Наиболее часто встречающиеся на практике искажения профилей, обусловленные указанными причинами, схематически изображены на рис. 3.3. Кривые I и II характерны для случаев, когда показания расходомера отличаются от истинных из-за вихревого движения потока, соответственно при согласном и несогласном направлениях движения с углом атаки турбинки чувствительного элемента.

Кривая III отражает искажения, вносимые нестабильностью коэффициента пакеровки прибора. Если значения коэффициента изменяются от точки к точке (из-за непостоянства диаметра колонны, например, при ее раздутии), то интегральный профиль сильно иззубрен. Из-за этого

дифференциальный профиль получается еще более искаженным. Нестабильность связана с изменением соотношения величин расходов жидкости, проходящей через прибор и мимо него. Иззубренность профиля может определяться также струйным характером истечения жидкости из перфорационных отверстий.

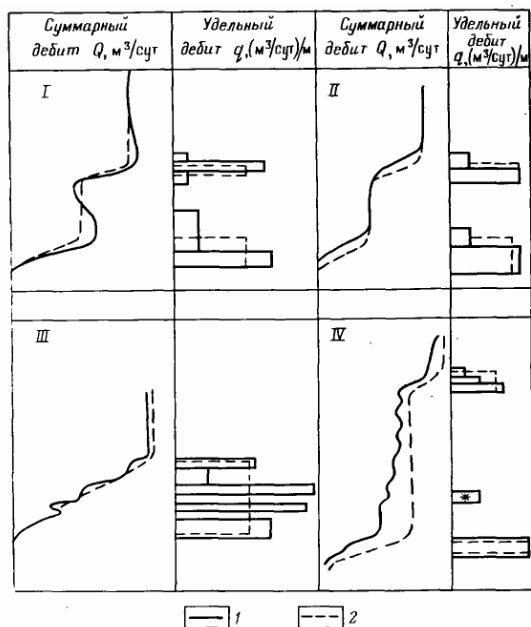


Рис. 3.3 Искажения профилей расхода механической расходомерии

Искажения за счет: I - движения встречного потока, II - попутного движения потока. III - изменения коэффициента пакеровки, IV - нестационарного режима работы скважины; суммарный и удельный дебиты: 1 - искаженные, 2 - исправленные

Кривая IV отражает искажения, вносимые нестационарным режимом работы скважины. Из-за возрастания потока в межинтервальном пространстве ошибочно выделился участок притока, отмеченный звездочкой, что нашло отражение на дифференциальном профиле.

Дифференциальный профиль

необходимо строить лишь после соответствующей корректировки интегрального.

Корректировка профиля

осуществляется лишь в тех случаях,

когда причины или существо искажений очевидны. Во всех случаях на изображаемых диаграммах, помимо откорректированного профиля, должен присутствовать первоначальный некорректированный.

Критерием достоверности построения этих профилей служит правильное установление соответствия между возможным и фактическим дебитами скважин. Качественный показатель соответствия — это схожесть дифференциального профиля и гистограммы проницаемости по керну или данным оценки коллекторских свойств пластов по комплексу ГИС.

Основная задача при изучении профилей расхода, полученных в процессе исследования длительно эксплуатирующихся скважин,

заключается в оценке влияния закачки воды на эксплуатационные характеристики пласта (расход флюида, пластовое давление, степень участия в работе различающихся по фильтрационно-емкостным свойствам групп коллекторов, обводненность пластов и др.). Анализ профилей на каком-то этапе исследования сводится к их сопоставлению с ранее полученными профилями в этой скважине и с профилями соседних добывающих и нагнетательных скважин. Для лучшего выявления динамики расхода во времени профили целесообразно нормировать. В зависимости от решаемой задачи нормирование может осуществляться по отдельному пласту или всему продуктивному разрезу. Нормированные профили позволяют четко различать характерные изменения кривых расхода независимо от величины расхода.

При анализе повторных профилей расхода в ряде случаев можно выявить интервалы обводнения пласта. Динамика производительности обводняющегося пласта такова, что на начальной стадии обводнения приток снижается (из-за уменьшения относительной проницаемости при двухфазном течении жидкости), а затем возрастает. Если вязкость воды меньше вязкости нефти, то при неизменной депрессии приток из обводнившегося интервала становится выше, чем до обводнения. Этот эффект еще в большей степени усиливается с ростом пластового давления при увеличении степени обводнения пласта.

При интерпретации данных термоконтдуктивного дебитометра используется набор стандартных диаграмм. На терморасходограмме наблюдается ряд характерных интервалов (рис. 3.4): 1) участок эксплуатационной колонны выше работающих пластов с показаниями  $\Delta t_{ж}$  соответствующими суммарному дебиту скважины; 2) участок эксплуатационной колонны ниже работающих пластов в неподвижной среде с показаниями в нефти  $\Delta t_{0н}$  и в воде  $\Delta t_{0в}$ ; в остановленной скважине четко отмечается раздел нефть — вода по резкому возрастанию приращений  $\Delta t$  при пересечении контакта воды с нефтью; 3) участок установившегося

потока в интервале работающих пластов с показаниями  $\Delta t_y$ ; 4) участок в подъемной колонне, отмечающийся снижением показаний  $\Delta t_{п.к}$  за счет возрастания линейной скорости движения флюида.

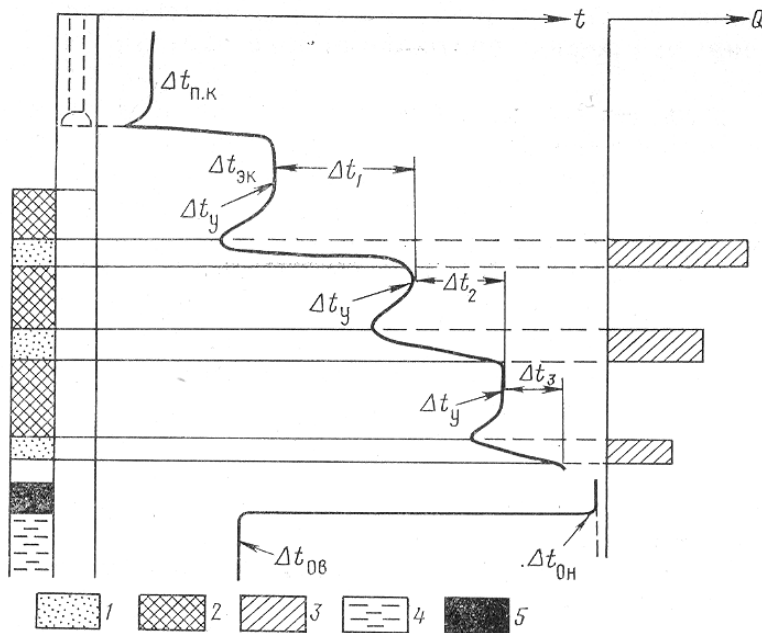


Рис. 3.4 Выделение работающих интервалов в обсаженной скважине на терморасходограмме

1 – работающие участки пласта; 2 - неработающие участки пласта; 3 – профили притока флюида; 4 – вода; 5 - нефть

Интервалы притока и поглощения флюидов на кривой терморасходографии выделяются снижением показаний  $\Delta t$  от подошвы к кровле интервала работающего пласта.

При двухфазном потоке интерпретация

терморасходограммы усложняется. В этом случае выделено 4 основных типа термо-

расходограмм при различных соотношениях величин расходов воды и нефти (рис. 3.5), для которых в табл.3.1 даны соотношения приращений температур

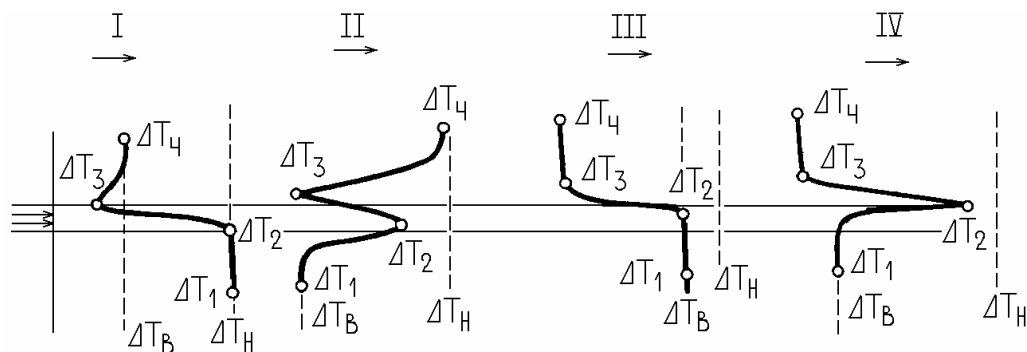


Рис. 3.5 Схематические терморасходограммы, полученные для различной обводненности продукции. I-IV – типы диаграмм (см. табл 2.1)

в характерных точках.

На рис. 3.6 представлен пример комплексного использования механической и термокондуктивной расходомерии и влагомерии.

Скважина работает безводной нефтью (кривая ВГД). На кривой механической расходомерии (РГТ-1) отчетливо видны три скачка, отражающие притоки из трех интервалов, причем в среднем фиксируется работа трех пропластков. Данные термокондуктивной расходомерии (СТД-2) подтверждают работу этих интервалов, но дополнительно указывают на слабые притоки в верхней части разреза.

Таблица 3.1

Характеристики терморасходограмм и состав водонефтяных потоков

Тип диаграмм	Хар-ка терморасходограмм	Состав потока нефти и воды
I	$\Delta T_1 \approx \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 > \Delta T_3$ $\Delta T_4 < \Delta T_2$	Значительные притоки нефти с водой (более 20 м <sup>3</sup> /сут); среда однородная, эмульсия устойчивая (гидрофобная среда)
II	$\Delta T_1 < \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 > \Delta T_3$ $\Delta T_4 > \Delta T_2$	Значительные притоки нефти, ВНР находится ниже работающего интервала; с ростом дебита разность $T_n - T_y$ увеличивается
III	$\Delta T_1 \approx \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 \approx \Delta T_3$	Слабые (1-10 м <sup>3</sup> /сут) удельные притоки нефти, воды, нефти с водой; интервал притока располагается под уровнем ВНР; аналогично отмечаются поглощающие интервалы
IV	$\Delta T_1 < \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 \approx \Delta T_3$	Слабый приток нефти при удельном дебите 10-30 м <sup>3</sup> /сут; интервал притока располагается под ВНР, (среда гидрофильная).

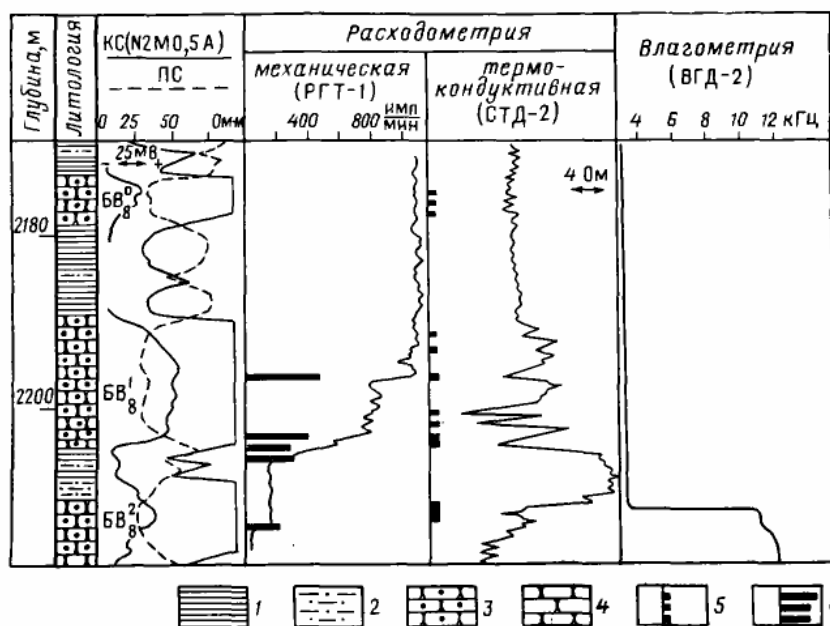


Рис. 3.6 Определение работающих интервалов и профиля притока при совместной интерпретации механической и термокондуктивной расходомерии

1 – глина; 2 – алевролит; песчаник: 3 – нефтеносный, 4 – водоносный; 5,6 – работающие интервалы соответственно по СТД и РГТ

Комплекс исследований для определения расхода жидкости, кроме основного метода — механической расходомерии, включает термометрию и вспомогательные методы (ГК, локацию муфт ЛМ).

Механическая расходомерия позволяет устанавливать количество поглощаемой жидкости по пластам или их частям (интервалам), оценивать полноту участия пластов в заводнении. Термометрия, проведенная в процессе закачки, дает дополнительную информацию о поглощающих интервалах в зоне нечувствительности гидродинамического расходомера, а также указывают на возможные перетоки за колонной ниже интервала перфорации.

Так, на рис. 3.7 показано, что нагнетаемая вода по данным расходомера РГД-4 поступает в пласт, перфорированный в кровельной части, в интервале 2387—2403 м, причем большая часть закачиваемой воды уходит в нижние его отверстия. Но по термограмме, записанной в режиме нагнетания, видно, что движение воды продолжается и за колонной - она перетекает в неперфорированную водоносную часть пласта. Однозначный

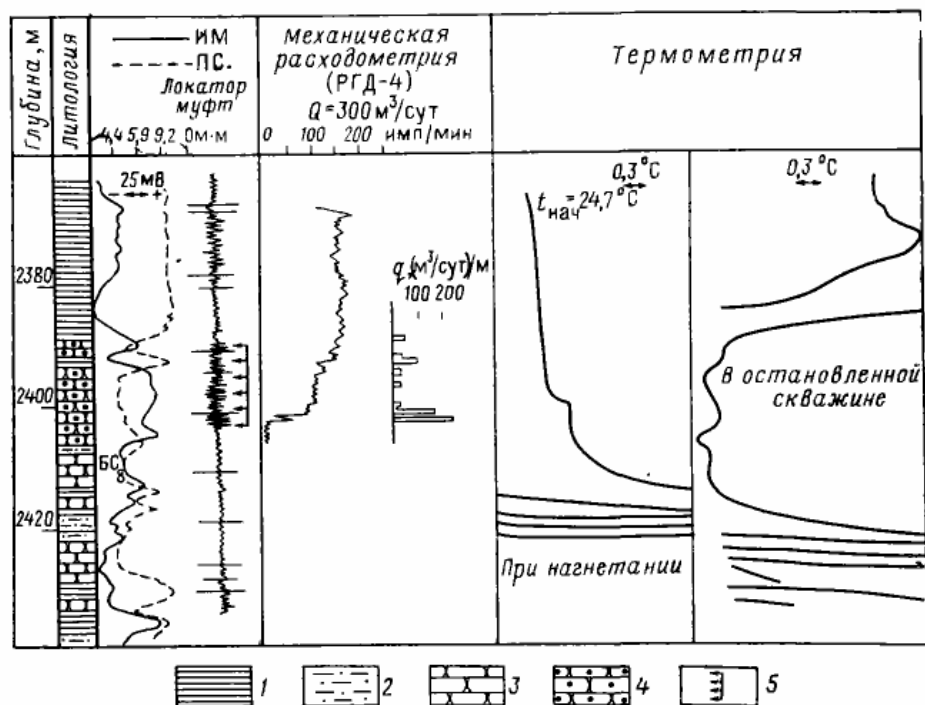


Рис. 3.7 Результаты исследований нагнетательной скважины  
1 – глина; 2 – алевролит; песчаник; 3 – нефтеносный, 4 – водоносный; 5 – интервал перфорации

ответ о действительном интервале поглощения воды дает термограмма, полученная в остановленной скважине, она качественно характеризует пласт-поглотитель, степень охлаждения которого зависит от его приемистости и длительности нахождения под закачкой, а также от температуры нагнетаемой воды. В нашем случае интервал поглощения воды (2387— 2420 м) значительно больше интервала перфорации.

При работе в нагнетательных скважинах для правильного истолкования результатов исследований важно знать распределение давлений в пластах или их частях.

Если в начальный период разработки разность давлений в соседних пластах невелика, то на более поздних стадиях при неравных величинах приемистости и соотношения отборов и закачки она может достигать значительных величин. В этих условиях профили поглощения пластов могут искажаться, не отражать потенциальные возможности коллекторов и давать неправильное представление о совершенстве вскрытия и освоения пластов под нагнетание.

В режиме притока регистрируют серию термограмм (не менее трех), первую из которых - непосредственно после вызова притока, вторую - через 1-1.5 часа после первой, затем через 2-3 часа проводят следующие замеры. Общее время наблюдений за формированием аномалии дроссельного эффекта зависит от дебита скважины и должно быть не менее 10 часов при дебите более 10 м<sup>3</sup>/сут и не менее 20 часов при меньших дебитах.

В случае хорошей приемистости регистрируют термограммы в процессе закачки в нее воды под давлением, в случае низкой приемистости - после снижения уровня жидкости в скважине. Выполняют серию измерений: в остановленной скважине (фоновое); после (в процессе) закачки воды в скважину или после снижения уровня в ней.

Измерения в эксплуатационных скважинах ведут одновременно с измерениями других методов ПГИ. Допускается применение термометров с порогом чувствительности не хуже 0.01°С. Решаемые задачи: выделение

интервалов притока и приемистости, определение местоположений отдающих пластов и установление обводненных интервалов в добывающих скважинах, прослеживание температурного фронта закачиваемых вод, определение интервалов перетоков, мест нарушения эксплуатационных колонн и лифтовых труб.

Обязательна выдержка скважины перед выполнением фонового замера в течение не менее одних суток после остановки скважины.

### **3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАБОТАЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ПЛАСТА**

Основное назначение интегральных и дифференциальных профилей расхода жидкости — это выявление и количественная оценка работающих участков вскрытого перфорацией продуктивного коллектора, при суммировании мощностей которых устанавливаются работающая мощность пластов скважины и ее эксплуатационные показатели. Сопоставление определенных по расходомерной работающей мощностей с эффективными, найденными в процессе разведки и разбуривания месторождения, позволяет оценивать величину коэффициента охвата залежи системой разработки.

Коэффициент охвата определяется как отношение суммарной работающей мощности участков пласта  $\sum h_{раб}$  к их суммарной эффективной мощности  $\sum h_{эф}$ :  $k_{охв} = \sum h_{раб} / \sum h_{эф}$

Коэффициент охвата может быть также рассчитан по формуле  $k_{ом} = \sum h_{раб} / \sum h_{эф.перф}$ , где  $k_{ом}$  — коэффициент действующей мощности;  $h_{раб}$  — сумма выделенных интервалов притока (приемистости);  $h_{эф.перф}$  — суммарная эффективная мощность перфорированного интервала.

Распределение притока или поглощения по мощности продуктивного коллектора, подчиняется тому же закону, что и распределение проницаемости. Для уточнения работающей мощности, определенной по расходомерии используют ГК и ПС, так как кривые этих методов зеркально отображают распределение проницаемости (рис. 3.8).



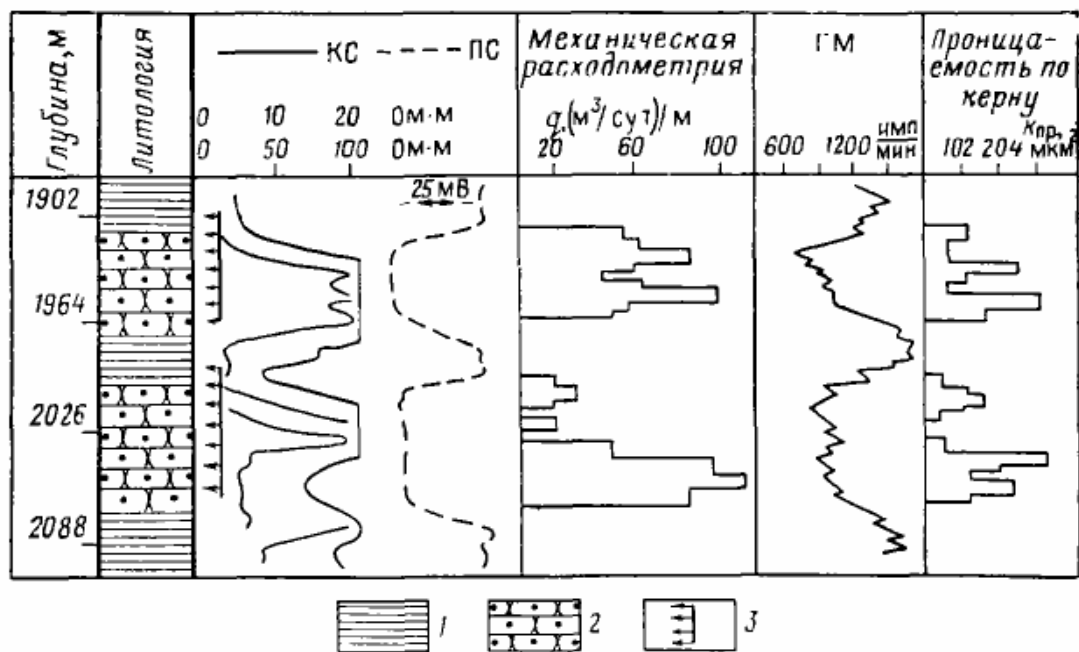


Рис. 3.8 Сопоставление профилей удельного расхода жидкости и проницаемости продуктивного коллектора. 1 – глина, 2 – нефтеносный песчаник, 3 – интервал перфорации

Соответствие данных этих методов друг другу справедливо при равенстве или незначительном различии энергетических показателей пластов, эксплуатируемых с использованием общего фильтра.

Такие условия характерны обычно для начальной стадии разработки месторождения. На последующих стадиях, когда начинает проявляться воздействие на пласты закачки воды, между отдельными пластами могут возникать перепады давления. В таких условиях выделенные по кривым расходометрии работающие мощности в скважине могут неправильно отражать энергетическое состояние залежи в околоскважинном пространстве.

На рис. 3.9 показана кривая профиля отдачи пластов в продуктивном разрезе в результате изменения забойного давления. В данном случае обводнение нижнего пласта привело к увеличению его давления, в результате чего оказались выключенными из эксплуатации два залегающих над ним пласта и сократилась работающая мощность. Такой вывод возможен, поскольку по скважине имеются замеры расхода, полученные на начальном этапе разработки месторождения, когда между давлениями в отдельных пластах значительных перепадов не было.

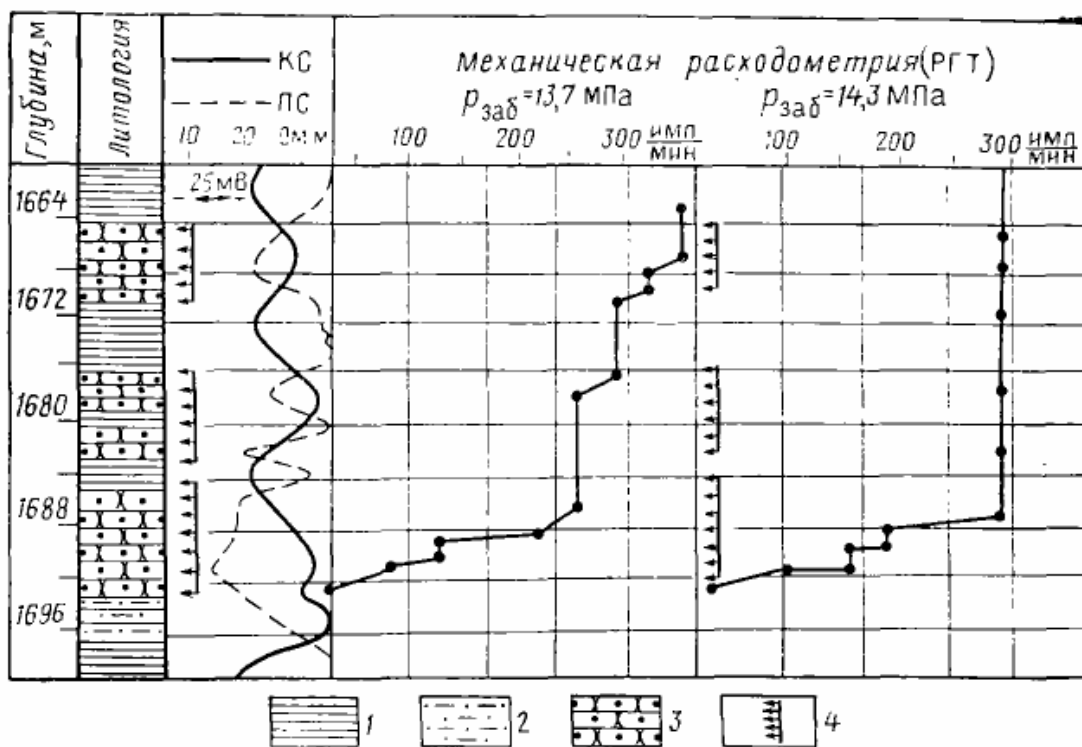


Рис.3.9 Изменение профиля отдачи продуктивного коллектора при увеличении забойного давления по данным механической расходомерии. 1 – глина, 2 – алевролит, 3 – нефтеносный песчаник, 4 – интервал перфорации

Крупным недостатком турбинных расходомеров является их низкая пороговая чувствительность. Часто подошва работающего пласта отбивается выше нижней границы перфорированного интервала, а малые притоки или поглощение жидкости вообще могут оказаться незафиксированными. Поэтому измерения турбинными расходомерами принято проводить совместно с замерами термокондуктивными индикаторами притока и высокочувствительными термометрами.

### 3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ И ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

По физическому смыслу коэффициент продуктивности пласта зависит от его проницаемости, эффективной мощности, вязкости жидкости, приведенного радиуса скважины и условного ее контура питания.

Коэффициент продуктивности скважины – количество нефти или газа, которое может быть добыто из скважины при создании на ее забое депрессии в 0.1 МПа (1 атм):  $\eta = Q/\Delta p$ . Для нагнетательных скважин аналогичное

значение имеет *коэффициент приемистости* – это отношение расхода жидкости к перепаду давления между пластовым и забойным на 1 атм.

$K_{\text{прод}}$  характеризует эксплуатационные показатели пластов. Его величина зависит от проницаемости и эффективной мощности коллектора, вязкости жидкости, приведенного радиуса скважины и ее контура питания. Контур питания скважины – условный контур за пределами которого скорость фильтрации флюида предположительно равна нулю, а давление равно пластовому.

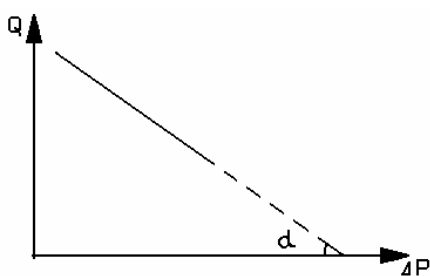


Рис. 3.10 К определению пластового давления

При наличии данных о расходе жидкости и давлениях на забое  $K_{\text{прод}}$  может быть получен как тангенс угла наклона индикаторной кривой к оси перепада давления. Продолжая индикаторную кривую до оси  $\Delta P$ , получим пластовое давление при нулевом дебите.

Если при незначительном увеличении перепада давлений расход жидкости значительно возрастает, то скважина имеет высокий коэффициент продуктивности. Линейная зависимость между  $Q$  и  $\Delta P$  наблюдается лишь при относительно небольших скоростях потока жидкости в пласте. На самом деле эта зависимость описывается квадратным уравнением:  $\Delta P = aQ + bQ^2$ , где  $aQ$  – потери напора флюида за счет трения жидкости (определяется вязкостью);  $bQ^2$  – определяется инерционными свойствами.

Полученные с помощью индикаторных диаграмм значения  $K_{\text{прод}}$  несколько отличаются от реальных. В связи с этим найденный по индикаторным кривым коэффициент продуктивности (приемистости) является кажущимся и недостаточно полно характеризует состояние коллекторов.

Практические приемы определения рассматриваемого коэффициента изначально были разработаны для однопластовых месторождений. Однако их с успехом применяют и на многопластовых месторождениях.

Послойную оценку  $K_{\text{прод}}$  проводят при установившихся режимах работы скважины для нескольких (не менее двух), разделяющихся по интенсивности отборов жидкости. Установившимся режимом считается такой, когда три последовательных замера забойного давления и дебита различаются на величину, не превышающую точность их измерения. Пластовое давление определяется непосредственно в закрытой скважине с помощью манометра после истечения определенного времени, достаточного для выравнивания давления в пласте и скважине. Над всеми пластами и каждым из них в отдельности измеряются дебиты и давления. Исследование заканчивается измерением давления после закрытия скважин до его восстановления и проверкой отсутствия перетоков из пласта в пласт.

Обработку результатов ведут обычным способом, т. е. строят график зависимости дебита пласта от забойного давления (рис. 3.11). Продолжая индикаторную кривую до пересечения с осью депрессий, можно получить значения пластового давления для каждого пласта. Если давления в пластах различные, это указывает на перетоки жидкости между ними в начальный период. Перетоки могут быть продолжительными, если в окружающих

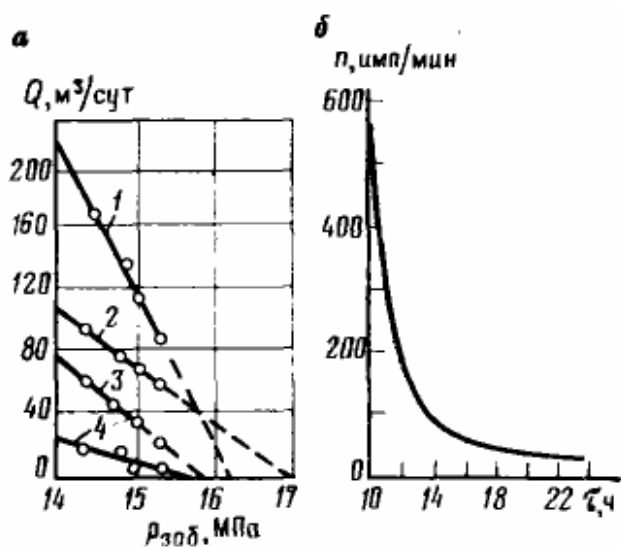


Рис. 3.11 Пример построения индикаторной диаграммы (а) и кривой межпластового перетока жидкости (б) в остановленной скв.

Кривые: 1 — суммарная. 2 — для нижнего пласта, 3 — для среднего пласта. 4 — для верхнего пласта; пунктиром показаны участки экстраполяции зависимостей;  $n$  — скорость счета индикатора давления

скважинах отбор ведется из одного пласта, а закачка — в другой пласт.

Из рис. 3.11, а видно, что зависимости  $Q=f(P_{\text{зоб}})$ , снятые по четырем точкам, имеют линейный вид. Индикаторные линии пересекают ось депрессий в одной точке.

Пластовое давление, определенное по суммарной кривой 1, оказалось меньше пластового давления, определенного по

диаграмме для нижнего пласта (кривая 2). Следовательно, в закрытой скважине вероятен переток из нижнего пласта в верхние. Для установления перетока расходомер нужно поместить между пластами и после закрытия скважины снять кривую изменения дебита во времени, аналогичную кривой, показанной на рис. 3.11, б.

К источникам погрешностей при использовании метода индикаторных диаграмм относятся: наличие гидравлической связи между пластами в заколонном пространстве, неточность глубинных измерений потоков, нарушение линейного закона фильтрации.

В отличие от расходомерии результаты барометрических изменений в меньшей степени подвержены влиянию искажающих факторов, зависящих от технического состояния скважины. В то же время большинство конструкций манометров имеет большие дополнительные погрешности при изменении температуры в стволе скважины.

Максимальную составляющую основной погрешности большинства манометров представляет погрешность, возникающая из-за гистерезиса градуировочной характеристики прибора. Ее особенностью является то, что петли гистерезиса имеют разные формы при различных измеряемых максимальных давлениях. Поэтому возникает необходимость иметь серию статических характеристик дифференциального давления при прямом (повышение давления) и обратном (понижение) ходе прибора для нескольких значений максимального давления. По таким экспериментальным характеристикам можно путем экстраполяции построить промежуточные характеристики для отдельных значений измеряемого давления.

Почти все виды исследования скважин сопровождаются изменением давления в сторону повышения (снятие кривой восстановления давления) или понижения (кривая снижения давления, профиль давления по стволу скважины при передвижении прибора от забоя к устью). Тогда по кривым, построенным для характеристик прибора с известными петлями гистерезиса,

зная направление изменения давления, можно подбирать для обработки результатов соответствующий участок этих кривых.

#### **4. ИЗУЧЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН**

Для эксплуатации нефтяных пластов необходимо их изолировать от других пластов. Если эти условия не выполняются, то есть герметичность колонны нарушена, и в пласт поступает вода, то отбор нефти затрудняется или становится невозможным. Поэтому после окончания бурения и цементирования колонны, а также на протяжении всего времени разработки месторождения, методами ГИС периодически производится проверка технического состояния скважины.

Промыслово-геофизический контроль технического состояния скважин является актуальной задачей на протяжении всего срока их эксплуатации от строительства до ликвидации. В некоторых случаях ведется технический мониторинг и ликвидированных скважин. При помощи геофизических и других методов решаются проблемы приложения ствола скважины, предупреждения аварий при бурении, определения необходимого объема цемента и точности установки колонн и скважинного оборудования, мониторинга технического состояния скважины в процессе эксплуатации, выявления и локализации дефектов и оценки их влияния на работу скважины, проверки качества ремонтных работ и операций.

При контроле за техническим состоянием скважины производятся и решаются следующие задачи:

- определение качества цементирования и состояния цементного камня во времени;
- установление местоположения муфтовых соединений колонны, участков перфорации, толщины и внутреннего диаметра;
- выявление дефектов в обсадных и насосно-компрессорных трубах (отверстия, трещины, вмятины);
- определение мест притока или поглощения и интервалов затрубной циркуляции жидкости;
- контроль за установкой глубинного оборудования;
- оценка толщины парафиновых отложений в межтрубном пространстве.

Изучение технического состояния осуществляется методами радиометрии, термометрии, акустической цементометрии.

Методами контроля технического состояния скважин охвачен практически весь спектр физических полей. Эти методы подразделяются на следующие группы.

- Методы определения геометрии ствола (инклинометрия, профилометрия).
- Акустические методы изучения преломленных (АКЦ, ВАК), либо отраженных (САТ) ультразвуковых волн.
- Пассивная акустика (шумометрия).
- Электромагнитные методы (ЛМ, ЭМДС).
- Радиоактивные методы (гамма-гамма толщинометрия, гамма-гамма цементометрия).
- Другие методы.

#### **4.1. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ**

##### ***Профилометрия***

*Скважинная профилометрия* - это метод определения размеров и формы поперечного сечения скважины и их изменений с глубиной. Метод имеет две модификации - вертикальную и горизонтальную. При вертикальной профилометрии регистрируют изменения формы и размеров поперечного сечения по стволу. При горизонтальной профилометрии более детально изучается профиль поперечного сечения на фиксированной глубине.

Скважинный профиломер (каверномер) представляет собой одну или несколько пар противоположно ориентированных механических подпружиненных рычагов, один конец которых скользит по стенке скважины (колонны), а второй соединен с резистивным мостом, преобразующим угловые изменения положения рычага относительно оси прибора в модулированный электрический сигнал. Прибор калибруется при помощи устройства (кольца или гребенка), обеспечивающего отклонение рычага



(рычагов) на фиксированные углы, соответствующие диапазону измерений радиусов для данного типа аппаратуры.

Для исследований обсаженных скважин применяются восьмирычажные профилемеры. Для исследования существенно наклонных и горизонтальных скважин приборы необходимо центрировать. Для детальных исследований поверхности ствола скважины или колонны труб применяются многорычажные профилемеры с числом рычагов-пальцев до сорока и более. Детальность исследований этими системами позволяет получить развертку стенки скважины, выделить трещины, а в интервале перфорации - отдельные перфорационные отверстия.

Обработка данных обычного восьмирычажного профилемера производится следующим образом. По величине угла раскрытия мерных рычагов определяют расстояние оси прибора до стенки колонны (малейшие изменения любого чувствительного рычага преобразуются в электрическое напряжение). Исходными результатами являются кривые изменения с глубиной радиусов колонны  $R_i$  ( $i=1\div 8$ ).

Данные профилометрии в обсаженных скважинах используются для определения геометрических параметров обсадных колонн и позволяют судить о смятии, износе колонны, фиксировать разрывы обсадных труб, выявлять сальники в трубах (образующиеся вследствие налипания цементной корки, формирования различного типа отложений на стенках скважины).

Данные трубной профилометрии позволяют существенно повысить достоверность количественной интерпретации результатов гидродинамико-геофизических методов (в частности, механической и термокондуктивной расходомерии) при их комплексировании в единой сборке скважинных приборов.

#### ***Акустические методы оценки технического состояния ствола***

Исследование технического состояния скважин акустическими методами основано на изучении волн, распространяющихся по колонне и цементному камню.

*Акустическая цементометрия* основана на измерении характеристик волнового поля, созданного источником упругих колебаний с частотой излучения 10-30 Гц. При этом регистрируют следующие параметры:

- амплитуда или коэффициент эффективного затухания волны по колонне в фиксированном временном окне (положение окна выбирается значением интервального времени распространения волны по колонне);
- интервальное время, амплитуда и затухание первых вступлений волн, распространяющихся в горных породах;
- фазокорреляционные диаграммы (ФКД).

Метод применяют для установления высоты подъема цемента, определения степени заполнения затрубного пространства цементом, оценки сцепления цемента с обсадной колонной (АКЦ) и горными породами (ФКД), определения размеров и местоположения дефектов цементного камня и раскрытости кольцевых зазоров. Эффективность метода снижается в высокоскоростных разрезах, где первое вступление при хорошем и удовлетворительном качестве цементирования относится к волне по породе.

В современных системах АКЦ применяется регистрация кинематических параметров акустической волны в виде волновых картин или ФКД и динамических (пиковые или суммарные амплитуды и эффективное затухание) в определенном или плавающем временном окне, которое открывается первым вступлением волны Лэмба по колонне или амплитудным дискриминатором при определенном уровне сигнала.

Зарегистрированная информация обрабатывается различными способами. В зарубежной практике качество заполнения заколонного пространства цементом принято оценивать по индексу цементирования (отношению зарегистрированной амплитуды к амплитуде в свободной колонне). Отличному качеству цементирования соответствует значение индекса, равное 0.8 (80%). Наличие или отсутствие сцепления цемента с горными породами определяется на качественном уровне фиксацией на ФКД фазовых линий, принадлежащих упругим волнам, распространяющимся в

горных породах, и их корреляцией с материалами ГИС открытого ствола. Толщина кольцевого зазора рассчитывается по выработанным аналитическим зависимостям.

Измерения акустическими цементомерами сканирующего типа основаны на изучении распространения отраженных волн. Сканирующие приборы позволяют получить информацию о качестве цементного камня в кольцевом сегменте  $45^\circ$ . При этом имеется возможность локализовать каналы в цементном камне раскрытостью  $30^\circ$ . Преимущество приборов такого типа состоит в возможности регистрации внутреннего диаметра колонны, а также, используя явление акустического резонанса, и толщины обсадной колонны с точностью  $\pm 0.1$  мм.

*Метод волновой широкополосной акустики (ВАК)* успешно используется для оценки состояния цементного камня и качества его сцепления с обсадной колонной. В частности, этим методом можно оценить величину зазора между колонной и породой.

Несомненным преимуществом метода ВАК по сравнению с АКЦ является возможность прямого обнаружения гидродинамической связи между пластами (по негерметичному заколонному пространству, трещине гидроразрыва). Физической предпосылкой решения подобной задачи является развитие в канале, связывающем отдельные пласты, волны Лэмба-Стоунли, успешно выявляемой на фоне помех при спектральном частотном анализе результатов измерений.

*Скважинное акустическое телевидение (САТ)* предназначено для изучения скважины или обсадной колонны по интенсивности отраженных высокочастотных упругих импульсов. Принцип акустического телевидения состоит в сканировании поверхности скважины по винтовой линии при движении зонда узким сфокусированным акустическим лучом, вращающимся в горизонтальной плоскости. Ввиду высокой частоты передаваемого на поверхность сигнала при этом получают практически непрерывное изображение стенки скважины. Для измерений используется

одноэлементный зонд, который работает в импульсном режиме, периодически испуская излучение, а затем переключаясь на прием отраженных волн. Измеряются времена и амплитуды отраженной волны. В результате может быть получено растровое изображение поверхности стенки скважины или обсадной колонны.

В обсаженных скважинах метод применяют для определения внутреннего диаметра и эксцентриситета колонны, выделения положения муфт и различных дефектов, нарушающих целостность и гладкость колонны, уточняют также местоположение других элементов конструкции, определяют положение перфорационных отверстий, а также дефектов обсадной колонны и НКТ.

Недостатком метода перед другими сканирующими методами является критичность к однородности по акустическим свойствам флюида, заполняющего скважину, особенно наличие газопроявлений.

*Пассивная акустика или шумометрия* изучает упругие акустические колебания, возникающие в скважине и пласте в процессе ее эксплуатации. Физическая сущность метода состоит в том, что при течении флюиды издают акустические шумы в широком спектре звуковых колебаний от первых герц до первых килогерц. При этом спектр и интенсивность шума несет информацию о характере флюида (вода, нефть или газ) и среды, в которой происходит его течение (пласт, заколонное пространство, колонна, интервал перфорации).

В качестве измерительного элемента используется обычный гидрофон или его комбинация. Измерительные датчики могут быть установлены как на отдельном скважинном приборе, так и входить в качестве модуля в комплексные сборки. Также в некоторых типах аппаратуры акустической цементометрии измерительный зонд используется в качестве канала шумометрии. Исследования выполняются в процессе отдельной спуско-подъемной операции при выключенном излучателе.

Материалы шумомерии используются для выделения мест поступления в скважину пластовых флюидов в интервалах перфорации и через дефекты обсадной колонны, а также межпластовых перетоков флюидов за колонной.

### ***Метод электромагнитной локации муфт***

Метод ЛМ, как и прочие электромагнитные методы, основан на принципе электромагнитной индукции в проводниках электрического тока. При исследованиях регистрируются изменения магнитной проводимости в металле обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их сплошности (утолщений, разрывов, перфорации).

Измерения выполняются локатором муфт, датчик которого представляет собой дифференциальную магнитную систему, состоящую из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, которые создают в катушке и вокруг нее постоянное магнитное поле. При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности металла труб происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование в измерительной катушке импульсов ЭДС. Амплитуда сигнала пропорциональна числу витков в обмотке датчика, мощности используемых в локаторе магнитов и скорости движения прибора мимо неоднородности.

Малогобаритные локаторы (диаметром 36мм) имеют ограниченную разрешающую способность по отношению к выделению интервалов перфорации. Отношение сигнал/шум может быть увеличено за счёт регистрации и совместной обработки нескольких измерений.

ЛМ применяется для установления положения муфтовых соединений колонны, точной привязки показаний других приборов к положению муфт, взаимной привязки показаний нескольких приборов, уточнения глубины спуска лифтовых труб, определения текущего забоя скважины, в благоприятных условиях - определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (типа разрывов, трещин) обсадных колонн, НКТ. В обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах в

комплексе с другими методами ГИС-контроля метод используется для привязки, выявления дефектов, перфорации и элементов конструкции скважины.

Имеются два типа локаторов муфт - для радиометра (ЛР) и перфоратора (ЛП). Локатор муфт типа ЛР предназначен для одновременной записи кривых гамма-метода и локатора муфт, совмещенных по глубине. При этом достигается нужная точность привязки интервалов перфорации к муфтам. Локатор муфт типа ЛП соединен с перфоратором, и при необходимости перфоратор или торпеда срабатывают через газовый разрядник в интервале, выбранном для прострела.

Близким по физической сути к ЛМ методом является прихватоопределитель (ПХ), используемый для определения места прихвата колонны труб при бурении и капитальном ремонте скважин. Метод основан на способности ферромагнетиков утрачивать намагниченность при деформации. Прибор ПХ представляет собой электромагнит, которым с определенным шагом наносятся магнитные метки на стальной колонне путем кратковременного пропускания тока через катушку электромагнита. После приложения критических напряжений кручения или растяжения к колонне, ПХ считываются проставленные ранее метки. Выше интервала прихвата колонны метки полностью исчезают или уменьшаются по амплитуде. Верхняя зафиксированная метка является началом интервала прихвата колонны.

### ***Скважинная дефектоскопия и толщинометрия***

Метод скважинной *индукционной дефектоскопии и толщинометрии* основан на регистрации электромагнитного отклика от вихревых токов, возникающих в металлических колоннах и элементах конструкции скважины под воздействием электромагнитного излучения генераторной катушки. В ходе исследований измеряются различные параметры ЭДС индукции: амплитуда, декремент затухания, фазовый сдвиг сигнала относительно фазы возбуждающего тока в зависимости от модификации метода. На

формирование ЭДС главным образом влияют: удельная электропроводность и магнитная восприимчивость (являющиеся характеристиками материала труб), толщина и сплошность интервала исследования, диаметр колонн и их соосность (являющиеся геометрическими характеристиками), конструкция катушек, характеристики излучаемого сигнала и положение прибора в стволе (являющиеся характеристиками аппаратуры и условий измерения). На сигнал могут оказывать влияние блуждающие и гальванические токи, а также большая концентрация ферромагнетиков в разрезе скважины при исследовании обсадных колонн.

Современные скважинные дефектоскопы-толщиномеры позволяют выделить элементы конструкции скважины (трубы, муфтовые соединения, пакеры, центраторы, перфорационные интервалы и др.), выделить продольные и поперечные дефекты типа «трещина» практически с нулевой раскрытостью и протяженностью от нескольких сантиметров, обрывы колонны и интервалы активной коррозии, определять толщину трубы с точностью до 0.5 мм. При проведении исследований прибор должен быть центрирован.

Простейшим устройством этого типа является индукционный индикатор дефектов, принцип работы которого основан на регистрации фазового сдвига между возбуждаемым и регистрируемым сигналом, обусловленного наличием дефекта в колонне. Для повышения разрешающей способности прибор изготавливают из расчета наибольшего сближения диаметров катушек и внутреннего диаметра труб. Метод дает интегральную картину потери металла (коррозия) или нарушение сплошности (трещина) в кольцевом секторе колонны, обусловленное геометрическим фактором измерительного зонда.

В настоящее время разработаны и активно применяются системы, позволяющие проводить изучение многократных колонн, в том числе и при малом диаметре внутренней колонны (диаметр прибора 36 мм). В отечественной геофизической практике наибольшее развитие получили

направления электромагнитной дефектоскопии (серия «ЭМДС») и магнитно-импульсной дефектоскопии (серия «МИД»). Аппаратура этих серий несколько различна по принципам формирования и регистрации сигнала, телеметрии и разрешающей способности, но в обоих типах используется методика регистрации и анализа декремента затухания ЭДС индукции для зондов с различной базой.

Дальнейшим развитием этого направления являются сканирующие дефектоскопы, которые позволяют локализовать дефекты в определенном сегменте и существенно повысить разрешающую способность метода.

Исходной информацией для обработки и интерпретации является серия кривых амплитуды ЭДС индукции для нескольких зондов на различных временах задержки от инициирующего импульса. Специальная обработка позволяет восстановить декремент затухания для различных по удаленности зон, настроиться на соответствующий диаметр исследуемой колонны и отфильтровать влияние других колонн. Результатом интерпретации является серия дефектограмм и толщинограмм для каждой колонны.

Средством калибровки прибора является набор из аттестованных стальных труб, отличающихся диаметром и толщиной стенок, а также искусственными дефектами (в виде ориентированных по радиусу и образующей трубы трещин).

### ***Гамма-гамма толщинометрия***

*Гамма-гамма толщинометрия* - это метод регистрации интенсивности рассеянного гамма-излучения с помощью зонда, содержащего источник среднеэнергетического  $\gamma$ -излучения и детектор рассеянного гамма-излучения. Длина зонда выбирается такой (9-12 см), чтобы исключить влияние на результаты измерений плотности среды за обсадной колонной и обеспечить максимальную чувствительность метода к изменению толщины стенки колонны.

Метод используется для определения средней по периметру толщины обсадной колонны, местоположения муфт, центрирующих фонарей, пакеров



и других элементов конструкции скважины, оценки степени механического и коррозионного износа труб и пр. Прибор центрируется в скважине.

Для количественной интерпретации результатов используются калибровочные зависимости, связывающих скорость счета датчика (импульсов/мин) с толщиной стальной колонны. При интерпретации вносятся поправки за фон естественного гамма-излучения, а также за влияние плотности заполнителя ствола скважины и заколонного пространства.

В качестве средства калибровки используется набор труб с различными диаметрами и толщиной стенок.

### ***Гамма-гамма цементометрия***

*Гамма-гамма цементометрия* - это метод регистрации интенсивности рассеянного  $\gamma$ -излучения с помощью зонда, содержащего импульсный источник среднеэнергетического гамма-излучения и детектор рассеянного гамма-излучения.

Зонды гамма-гамма цементометрии и дефектоскопии имеют более сложную конструкцию. На практике наиболее часто используются многоканальный зонд с несколькими (не менее трех) взаимно экранированными детекторами, расположенными симметрично относительно оси. Применяются также одноканальные зонды с вращающимся во время измерения с заданной угловой скоростью экраном (сканирующие), который обеспечивает прием полезного сигнала из радиального сектора 30-50°. В обоих случаях зонд центрируется.

Показания зонда (при длине несколько десятков сантиметров) определяются главным образом плотностью среды в затрубном пространстве.

Метод используется для установления высоты подъема цемента за колонной, определения границ сплошного и частичного заполнения заколонного пространства цементом (в том числе зон смешивания цемента и промывочной жидкости либо чистой промывочной жидкости). Еще одной областью практического применения метода является выделение в

цементном камне каналов и каверн, а также для оценки эксцентриситета обсадной колонны.

Для количественной интерпретации результатов используются калибровочные зависимости, связывающие скорость счета датчика (импульсов/мин) с плотностью среды в затрубном пространстве, а также интерпретационные зависимости, позволяющие определить плотность цементного камня, степень заполнения заколонного пространства цементом, выделения в цементе дефектов и пр.

При интерпретации вносятся поправки за фон естественного гамма-излучения, а также за влияние плотности заполнителя ствола скважины. Для этой цели используются диаграммы плотности породы и кавернометрии открытого ствола.

К недостаткам метода относится его малая эффективность при различии плотности цементного камня и промывочной жидкости менее чем на  $0.5-0.7 \text{ г/см}^3$ .

#### ***Другие методы оценки технического состояния скважин***

При исследованиях герметичности цементного камня активно используются технологии закачки индикаторных смесей. В качестве индикаторов используются флюиды с аномальной температурой, нейтронно-поглощающими или радиоактивными свойствами. Исследования проводятся по принципу сравнения между собой показаний методов на фоновом (до закачки) и рабочем (после закачки) замерах. Разновидностью этого метода можно также считать и наблюдение за формированием «естественных» (радиоактивных, солевых, флюидальных) аномалий, связанных с эксплуатацией залежи. При возникновении подобных аномалий вне эксплуатируемого объекта косвенно можно констатировать наличие дефектов заколонного пространства или колонны.

Ряд компаний, разработали экспериментальные глубинные комплексы скважинного видео для получения на забое действующей скважины качественных видеоизображений. Саморегистрирующее устройство

(видеокамера) при этом находится на поверхности (в каротажной станции), а на забой спускают только два оптоволоконных кабеля (один из них - для подводки освещения, другой - непосредственно для передачи видеокадров вверх). Специальное покрытие рабочего наконечника такого кабеля обеспечивает отсутствие налипания вязких фракций (нефти, грязи), а управляемый с устья манипулятор позволяет направить камеру на интересующий оператора объект.

Результатом проводимых с помощью скважинного видео измерений являются видеокартинки, в реальном времени иллюстрирующие движение компонент потока по стволу скважины, поступление капель нефти через перфорационные отверстия. Кроме того, можно контролировать состояние труб на забое. Недостаток метода - обеспечение требуемой степени прозрачности среды на забое, что возможно только при высокой степени обводненности продукции.

В редких случаях, требующих точного знания качества крепи скважины проводится контрольный отбор керна из стенки скважины с последующей герметизацией или без нее. При этом отобранные керны тщательно изучают в лаборатории.

#### **4.2. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ**

Высококачественное цементирование обсадных колонн позволяет однозначно судить о типе флюида, насыщающего породу (нефть, газ, вода, нефть с водой и т. д.), правильно подсчитывать запасы нефти и газа и эффективно осуществлять контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений. О высоком качестве цементирования обсадных колонн свидетельствуют следующие показатели:

- 1) соответствие высоты подъема цемента в затрубном пространстве проектной высоте;
- 2) наличие цемента в затрубном пространстве в затвердевшем состоянии;
- 3) равномерное распределение цемента в затрубном пространстве;

- 4) отсутствие каналов, трещин и каверн в цементном камне;
- 5) надежное сцепление цемента с колонной и породами.

Качество цементирования обсадных колонн контролируется методами термометрии, радиоактивных изотопов, гамма-гамма-методом и акустическим методом.

**Метод термометрии** позволяет установить верхнюю границу цементного кольца и выявить наличие или отсутствие цемента в затрубном пространстве.

Зацементированный интервал отмечается на термограмме повышенными значениями температуры на фоне общего постепенного возрастания ее с глубиной и расчлененностью кривой по сравнению с кривой против незацементированных участков скважины (рис. 4.1).

Уровень цемента по термограмме устанавливается на 5-10 м ниже начала подъема кривой, учитывая распространение тепла вдоль скважины. В интервале нахождения цемента дифференциация температурной кривой обусловлена литологией и кавернозностью разреза. Как правило,

песчаным и карбонатным породам соответствуют пониженные температурные аномалии, глинистым - повышенные из-за различия их тепловых сопротивлений. Кроме того, в глинистых породах этот эффект чаще всего усилен за счет образования каверн, заполненных цементом.

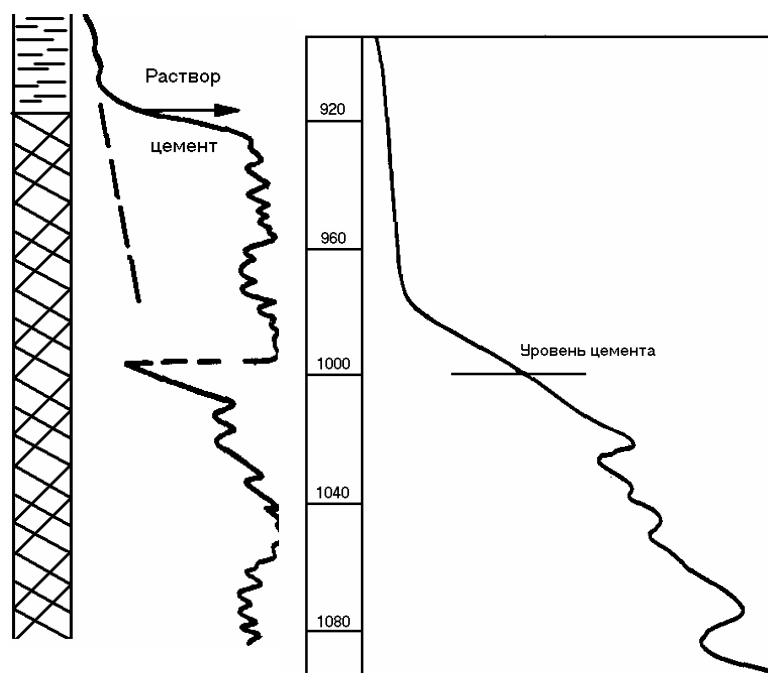
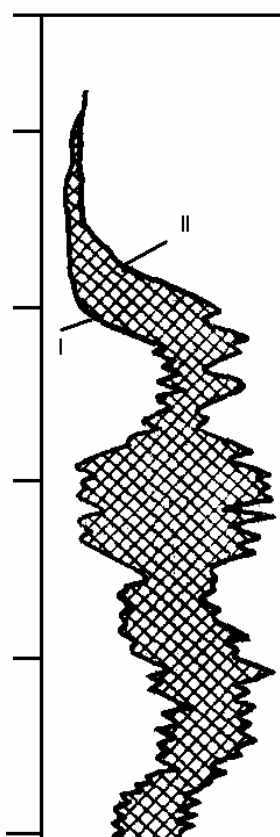


Рис. 4.1 Примеры определения уровня подъема цемента методом термометрии

Нечеткая отбивка уровня цемента может быть связана с его загрязнением, односторонней заливкой в виде «язычков», наличием пород резко отличающимися тепловыми свойствами (зона многолетнемерзлых пород), нарушением методики измерений (замеры термометром должны быть произведены на спуске прибора не позднее 24 ч с момента схватывания цемента) и др.

Недостатки метода: зависимость от времени проведения измерений после закачки цемента (по истечении не менее чем 2 сут экзотермический эффект исчезает); малая эффективность повторных измерений из-за нивелирования температурных аномалий вследствие перемешивания жидкости в стволе скважины; сложность отбивки цементного кольца при высокой температуре окружающих пород на больших глубинах (свыше 2 км); невозможность контроля характера распределения цемента за колонной и степени сцепления его с колонной и породами.

**Методом радиоактивных изотопов** можно определить высоту подъема цемента, выявить наличие цемента и установить характер его



распределения в затрубном пространстве, обнаружить в цементном камне каналы. Наличие цемента в затрубном пространстве и его уровень подъема отмечаются повышенными значениями гамма-активности на повторной кривой ГК за счет добавления в цементный раствор радиоактивных изотопов (рис. 4.2). Для более уверенной интерпретации регистрируют первоначальную (контрольную) кривую ГК до закачки активированного цемента.

Для активации цемента обычно применяют короткоживущие изотопы  $^{131}\text{I}$ ,  $^{59}\text{Fe}$ ,  $^{95}\text{Zr}$ ,  $^{65}\text{Zn}$ ,  $^{222}\text{Rn}$ . Если требуется определить лишь высоту подъема цемента, то активируют только его первую порцию.

Рис. 4.2 Определение уровня подъема цемента методом изотопов

I – замер до закачки изотопов, II – замер после закачки изотопов

С целью изучения характера распределения цемента в затрубном пространстве используется гамма-дефектомер, с помощью которого регистрируется кривая интенсивности гамма-излучения. Если цемент распределен вокруг колонны равномерно, а фактический диаметр скважины постоянен в разных направлениях, то кривая ГК будет близка к прямой, параллельной оси абсцисс. При неравномерной толщине цемента вокруг колонны на кривой ГК будут отмечаться отчетливые минимумы  $I_{\gamma\text{min}}$  и максимумы  $I_{\gamma\text{max}}$ . Чем более неравномерно распределен цемент за колонной, тем значительнее разница  $\Delta I_{\gamma} = I_{\gamma\text{max}} - I_{\gamma\text{min}}$ .

Сопоставление контрольной и повторной кривых ГК позволяет выявить интервалы проникновения активированной жидкости за колонной. При хорошем качестве цементирования колонны активированная жидкость проникает только в интервал перфорации, при плохом — в выше- и нижележащие водоносные пласты.

Недостатки метода радиоактивных изотопов: необходимость соблюдать особые правила техники безопасности; возможность применять метод лишь в перфорированных скважинах (контроль цементного камня во времени); исследуются сравнительно небольшие интервалы скважины; трудоемкость работ, что приводит к длительному простое скважины.

**Гамма-гамма-метод** позволяет установить высоту подъема цемента, определить наличие цемента и характер его распределения в интервале цементирования, фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гельцемент), выявить в цементном камне небольшие каверны и каналы, определить эксцентриситет колонны.

Поскольку плотность цементного камня  $\delta_{\text{ц}}$  (1.8-2 г/см<sup>3</sup>) и промывочной жидкости  $\delta_{\text{р}}$  (1.2-1.3 г/см<sup>3</sup>) значительно различаются, а интенсивность вторичного гамма-излучения  $I_{\gamma\gamma}$  находится в обратной зависимости от плотности среды, на регистрируемой кривой ГГК четко выделяются участки цемента с пониженными показаниями  $I_{\gamma\gamma}$  по сравнению с интервалами, содержащими за обсадной колонной промывочную жидкость (рис. 4.3).

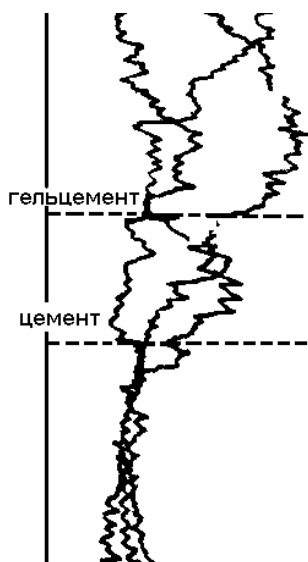


Рис. 4.3 Изучение состояния цементного камня методом ГГК

Для контроля качества цементирования обсадных колонн применяют два типа измерительных зондов: многоканальный с тремя или четырьмя детекторами, расположенными симметрично относительно оси зонда и взаимно экранированными, и одноканальный с вращающимся в процессе измерений с заданной угловой скоростью экраном, который обеспечивает коллимацию гамма-излучения в радиальном направлении в пределах

30-50°. Совокупность кривых, зарегистрированных многоканальным зондом, называется *цементограммой*, кривая, записанная одноканальным зондом, — *круговая цементограмма*, а круговая цементограмма,

полученная в масштабе длины окружности скважины при остановке зонда на заданной глубине с равномерной протяжкой ленты регистратора, называется *дефектограммой*.

Степень дифференциации кривых ГГК определяется параметром  $I_{\gamma\gamma\max}/I_{\gamma\gamma\min}$ , т.е. соотношением максимальных и минимальных показаний рассеянного гамма-излучения в изучаемом интервале глубин. Чем больше отличается это отношение от единицы в данном сечении скважины, тем меньше центрирована колонна и менее равномерно распределен цемент в затрубном пространстве.

Варианты оценки цементирования скважин по цементограмме, полученной с трехканальным зондом.

1. Показания  $I_{\gamma\gamma}$  на кривых ГГК одинаковые. Затрубное пространство заполнено целиком цементом или промывочной жидкостью. Показания  $I_{\gamma\gamma}$  против интервала с цементом ниже, чем в жидкости.



2. Две кривые ГГК совпадают и характеризуются более высокими показаниями, чем третья. Колонна расположена

эксцентрично. Детектор, фиксирующий низкие значения  $I_{\gamma\gamma}$ , находится вблизи места прилегания колонны к стенке скважины.



3. Две кривые ГГК совпадают и характеризуются более низкими значениями  $I_{\gamma\gamma}$ , чем третья. Колонна эксцентрична, два детектора расположены вблизи стенки скважины, и их показания обусловлены в основном влиянием горных пород, интенсивность третьего детектора связана главным образом с влиянием цемента. В случае цементированной колонны превышение  $I_{\gamma\gamma}$  третьей кривой в каверне по отношению к интенсивности двух других кривых указывает на несплошную заливку цемента.

4. Все три кривые ГГК не совпадают. Колонна эксцентрична или заливка цемента односторонняя.

В зацементированном участке скважины наибольшие значения  $I_{\gamma\gamma}$  характерны для каверн, так как плотность цементного камня существенно меньше плотности горных пород.

Интерпретация *круговых цементограмм* мало отличается от интерпретации обычных цементограмм. При интерпретации на диаграмме проводят линии цемента  $I_{\gamma\gamma Ц}$  (максимальные показания против каверны с цементом), породы  $I_{\gamma\gamma П}$  (минимальные показания против зацементированного участка скважины при номинальном ее диаметре), цемент — порода  $I_{\gamma\gamma Ц.п}$  (максимальные показания против зацементированного участка скважины при номинальном ее диаметре), раствора  $I_{\gamma\gamma Р}$  (максимальные показания на кривой против каверны с промывочной жидкостью), раствор — порода  $I_{\gamma\gamma Р.п}$  (максимальные показания против незацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре). По относительному расположению этих линий судят о качестве цементации.

По критериям оценки круговых цементограмм (например  $I_{\gamma\gamma MAX} / I_{\gamma\gamma Ц}$ ) и значениям диаметров скважины и колонны определяется характер заполнения затрубного пространства скважины цементным камнем и жидкостями. Для этого существуют специальные таблицы.



С помощью дефектограмм изучают распределение цемента по сечению колонны путем точечных измерений  $I_{\gamma\gamma}$  в заданных интервалах скважины. Если вещество в затрубном пространстве однородной плотности, то кривые дефектограмм имеют синусоидальный вид; наличие каналов в цементном

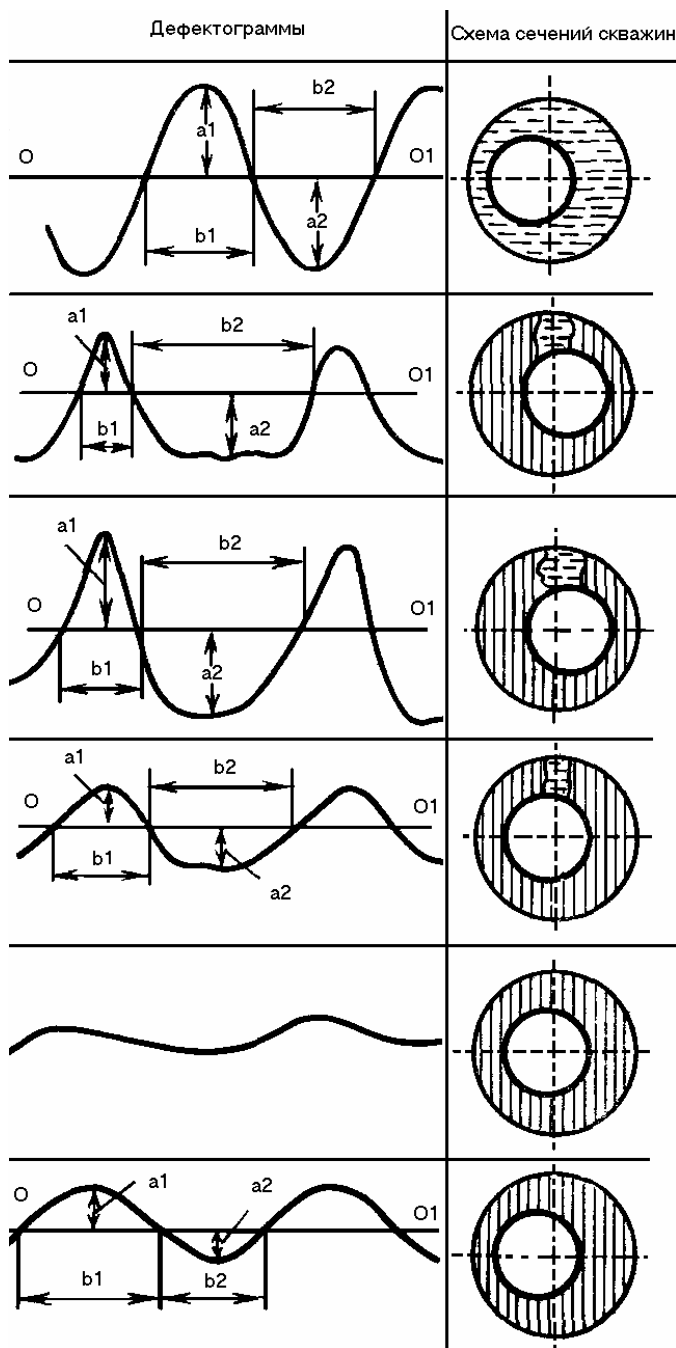


Рис. 4.4 Интерпретация круговых цементограмм

значительно облегчает интерпретацию кривых контроля цементирования.

Количественную интерпретацию цементограмм осуществляют с целью оценки плотности вещества в затрубном пространстве скважины и

камне и одностороннее цементирование обсадных колонн приводят к резкому искажению синусоидальных кривых (рис. 4.4).

Качество цементирования оценивают по протяженности положительной и отрицательной полуволн. Линия проводится так, чтобы  $a_1 \approx a_2$  ( $(I_{\max} - I_{\min})/2$ ). Если  $b_1 = b_2$ , то цементирование хорошего качества, если  $b_1 \neq b_2$ . — плохого. Искажение правильной синусоидальной формы кривых  $I_{\gamma\gamma}$  связано с наличием в цементном камне каналов площадью более 10% сечения скважины и с неравномерной заливкой цементного раствора.

На интенсивность  $I_{\gamma\gamma}$  также оказывает влияние толщина стенки обсадных колонн. Привлечение данных о толщине стенок обсадных колонн

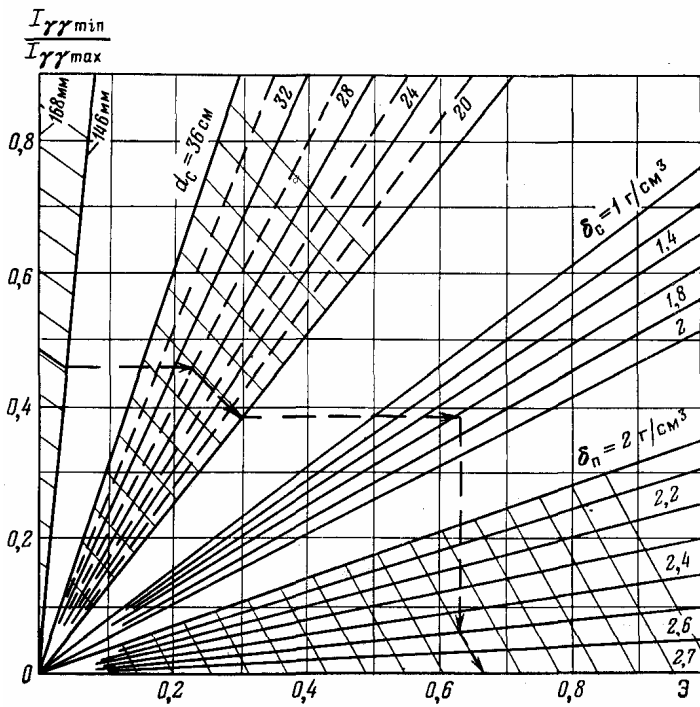


Рис. 4.5 Определение эксцентриситета колонны по данным ГГК

определения эксцентриситета обсадной колонны. Для этого используют номограммы (рис. 4.5), представляющие собой графическое решение уравнений  $\delta_c = f(I_{\gamma\gamma 0}, h_K, \delta_{\Pi}, \epsilon, d_c)$ ;  $\epsilon = f(I_{\gamma\gamma 0}^*, \delta_c, \delta_{\Pi}, d_c)$ , где  $\delta_c, \delta_{\Pi}$  — плотность соответственно вещества в затрубном пространстве и породы;  $\epsilon = 1 - l_{\min} / l_{\max}$  — эксцентриситет обсадной колонны,  $l_{\max}$  и  $l_{\min}$  — максимальное и минимальное расстояние между стенками

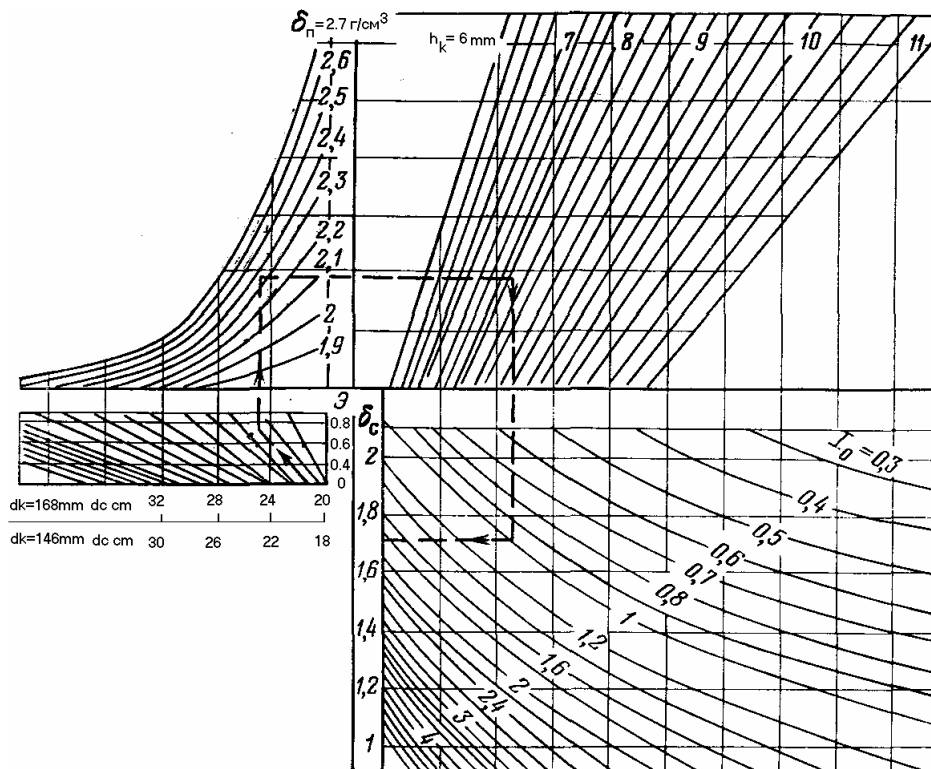


Рис. 4.6 Определение плотности вещества в затрубном пространстве

колонны и скважины;  $h_K$  — толщина стенки обсадной колонны;  $I_{\gamma\gamma 0} = I_{\gamma\gamma \max} / I_{\gamma\gamma c}$  — отношение максимальных показаний на цементограмме к показаниям для

стандартных условий ( $d_c=300$  мм,  $d_k=168$  мм,  $\delta_{\Pi}=2.7$  г/см<sup>3</sup>,  $\Theta=0$ ,  $\delta_c=1.8$  г/см<sup>3</sup>);  $\Gamma_{\gamma\gamma 0}^*=1-I_{\gamma\gamma \text{MAX}}/I_{\gamma\gamma \text{MIN}}$  — относительное расхождение цементограмм. Исходными данными для нахождения  $\delta_c$  и  $\Theta$  являются  $h_k$ ,  $b_{\Pi}$ ,  $d_c$ ,  $\Gamma_{\gamma\gamma 0}^*$ ,  $I_{\gamma\gamma 0}$ .

При неизвестном  $I_{\gamma\gamma 0}$  для перевода  $I_{\gamma\gamma \text{MAX}}$  в  $I_{\gamma\gamma 0}$  используют показания  $I_{\gamma\gamma}$  в той части ствола скважины, где известна плотность среды (промывочная жидкость, каверна с цементом).

Преимущества метода: возможность проведения измерений независимо от времени, прошедшего после окончания цементирования.

Недостатки метода: невозможность выделения мелких каналов (если их площадь менее 8—10% площади сечения затрубного пространства скважины); необходимо, чтобы плотность цементного камня существенно отличалась от плотности промывочной жидкости и была большая разница между диаметрами скважины и колонны.

**Акустический метод** позволяет: установить высоту подъема цемента; выявить наличие или отсутствие цемента за колонной; определить наличие даже небольших каналов, трещин и каверн в цементном камне; изучить степень сцепления цемента с колонной и породами; исследовать процесс формирования цементного камня во времени.

Метод основан на измерении амплитуды преломленных продольных волн, распространяющихся по обсадной колонне (трубная волна) и породе, и регистрации времени распространения упругих колебаний.

При интерпретации кривых акустического контроля цементирования за основу берут амплитуды преломленных волн в колонне  $A_k$  и в породе  $A_{\Pi}$ , кривая интервального времени является вспомогательной. Максимальные значения амплитуд  $A_k$  и  $A_{\Pi}$  и среднее значение интервального времени  $\tau_{\Pi}$  характеризуют незацементированную колонну, а иногда и отсутствие связи цементного камня с колонной. Минимальные значения амплитуд трубной волны  $A_k$  свидетельствуют о хорошем сцеплении цементного камня с колонной. Кривая  $\tau_{\Pi}$  достигает максимального значения на участках с хорошим сцеплением цементного камня с колонной и плохим сцеплением с

породой. В этом случае величина  $\tau_{\Pi}$  близка ко времени пробега упругой волны по промывочной жидкости. Минимальная величина регистрируемого

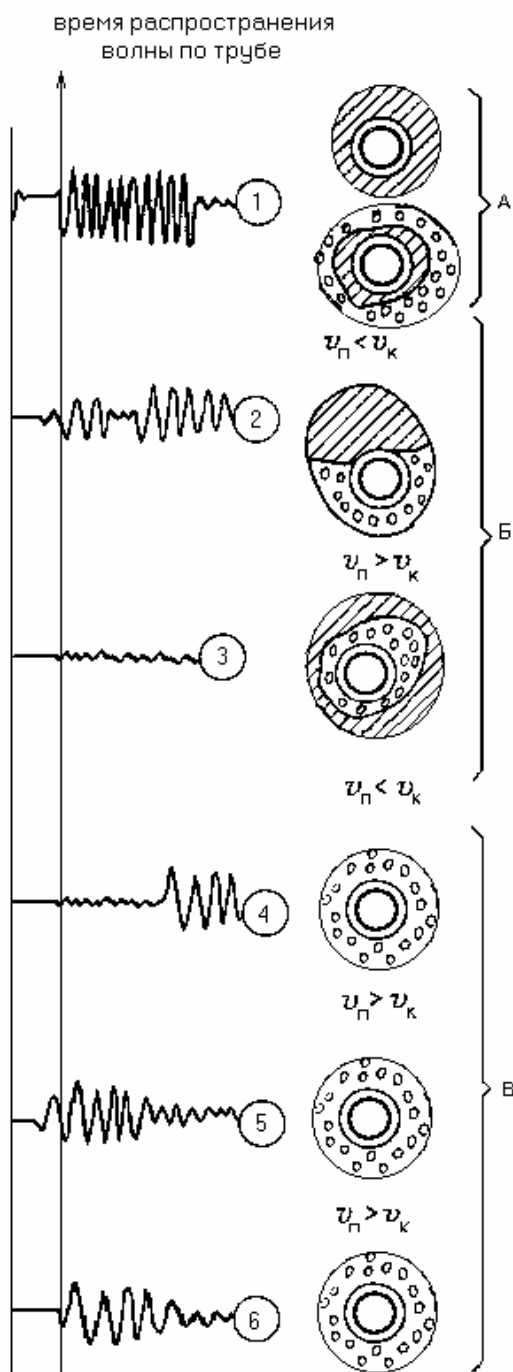


Рис.4.7 Записи импульсов, характеризующие качество цементирования.

А - незацементированная обсадная труба,

Б - плохое крепление цементного кольца

В – цементное кольцо, хорошо схваченное с трубой и породами

времени  $\tau_{\Pi}$  (меньше времени прохождения продольной волны по колонне  $\tau_k$ ) наблюдается в интервалах, характеризующихся высокой скоростью распространения колебаний в породе при жесткой связи цементного камня с колонной и стенками скважины.

Надежность определения качества цементирования обсадных колонн повышается, если одновременно с записью кривых акустического контроля цементирования фотографировать волновые картины, получаемые аппаратурой акустического контроля цементирования скважин (рис.4.7).

А - Незацементированная колонна на волновой картине отмечается мощным, долго не затухающим сигналом трубных волн большой амплитуды. По времени первого вступления определяется скорость волны, характерная для стальной трубы (около 5300 м/с). (1).

Б - В случае, когда величина  $A_k$  превышает критическое значение и не удается выделить волны по породе, а также при отсутствии корреляции значений амплитуд  $A_{\Pi}$  со значениями их в необсаженной скважине, затрубное

пространство негерметично или его герметичность неопределенна (случай частичного цементирования) (2). В разрезе с высокой скоростью распространения волн при частичном цементировании обсадной колонны сигнал представлен волнами различной частоты. Этот признак позволяет отличить по волновой картине частичное цементирование от хорошего даже в случае надежной корреляции кривых амплитуды и времени, записанных до и после обсадки скважины колонной. (3) – Волна идет по промывочной жидкости в обсадной колонне, характеризуя отсутствие сцепления колонны с горными породами.

В - Хорошее качество цементирования обсадных колонн (надежное сцепление цементного камня с породой и колонной) в разрезе с низкой скоростью распространения волн отмечается на волновой картине весьма малой амплитудой  $A_k$  и значительной амплитудой  $A_p$ . Типы волн в этом случае отчетливо разделяются по времени их вступления (4). В разрезах с высокой скоростью распространения волн, где различить однозначно волны, распространяющиеся по породе и колонне, только по времени их вступления трудно оценить качество цементирования обсадных колонн помогает частотная характеристика волн. Хорошее качество цементирования обсадных колонн в подобном разрезе отмечается на волновой картине неискаженным импульсом продольной волны по породе с частотой ниже 25 кГц и с амплитудой, коррелирующей с ее величиной до обсадки скважины, а также наличием поперечной волны с частотой ниже 20 кГц (5, 6).

Определение качества цементирования с помощью АК возможно в любое время, эффективность метода не зависит от соотношения плотностей цементного раствора и промывочной жидкости.

Недостатки метода: при скользящем контакте цементного камня с обсадной колонной упругие колебания распространяются в основном по колонне, волны в последующих вступлениях не фиксируются, качество цементирования в этом случае определить невозможно; в разрезе с  $v_{II} \geq 5300$  м/с первые вступления при плохом и хорошем качестве

цементирования относятся к волне, идущей по породе, поэтому однозначная интерпретация кривых  $A_K$  и  $A_{II}$  невозможна, необходима дополнительная регистрация волновых картин.

#### 4.3. КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ КОЛОННЫ И КАЧЕСТВА ПЕРФОРАЦИИ

К числу дефектов колонны и НКТ относятся непостоянство диаметров и толщины, нарушение целостности в результате прострелочно-взрывных работ (участки перфорации), наличие отверстий, трещин, вмятин, раздутий.

Толщина стенок обсадных колонн и НКТ может изменяться под влиянием механических напряжений, коррозии и неравномерных механических напряжений, прострелочно-взрывных работ. Фактическую толщину стенок колонн и НКТ и их внутренний диаметр необходимо знать при интерпретации данных цементометрии, дебитометрии, радиометрии и других методов исследования обсаженных скважин. Определение толщины стенок обсадных колонн и НКТ осуществляется с помощью метода ГГК. Измерение рассеянного  $\gamma$ -излучения осуществляется гамма-толщиномером, размер его зонда 7-9 см.

Зонд толщиномера входит в состав комплексного прибора дефектометра-толщиномера СГДТ-2. Прибор позволяет определять среднюю толщину стенки обсадных

колонн с точностью до  $\pm 0,5$  мм. Толщиномер иногда применяют совместно с калиброммером, который служит для измерения внутреннего диаметра стальных труб с точностью до  $\pm 1$  мм. Внутренний диаметр обсадных колонн может также измеряться с помощью профилемеров и микрокаверномера.

Положение соединительных муфт обсадных колонн, бурильных или насосно-компрессорных труб в скважине устанавливают с помощью локатора муфт (рис. 4.8). Локатор муфт позволяет также фиксировать дефекты колонны (перфорационные отверстия,

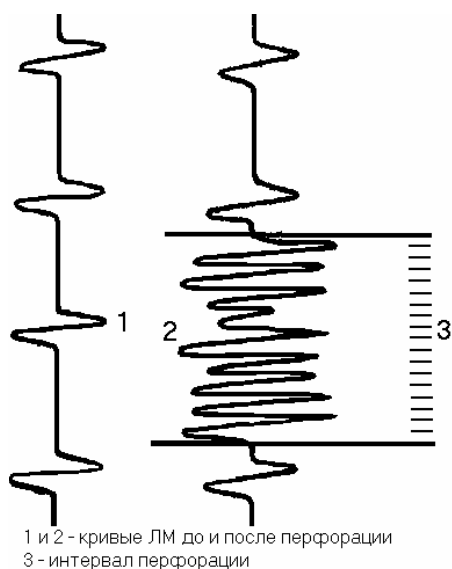


Рис. 4.8 Определение интервала перфорации методом ЛМ

трещины) и уточнять интервалы перфорации колонны.

Существуют определенные трудности при установлении интервала перфорации по данным локатора муфт, связанные с изменением толщины стенок колонны из-за коррозии, наличием механических покрытий на стенках колонн, изменяющейся их намагниченностью. В связи с этим предложен другой способ контроля интервала перфорации с применением аппаратуры АКП-1.

Аппаратура контроля перфорации АКП-1 основана на следующем принципе действия. До прострела колонна против продуктивных пластов намагничивается, затем осуществляется локация намагниченных участков, при этом диаграмма против этих интервалов представляет собой гармонические колебания равной амплитуды. После перфорации записывается повторная диаграмма и в интервале перфорации отмечаются существенные уменьшения намагниченности обсадной колонны.

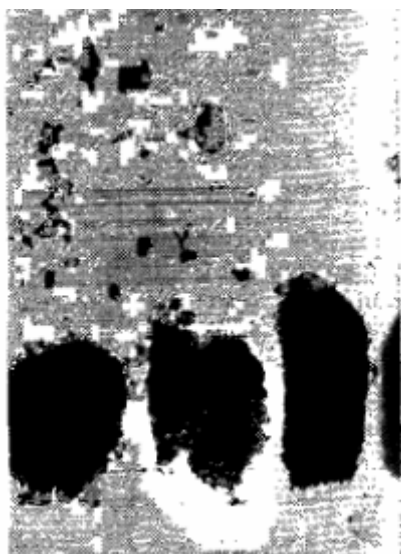


Рис. 4.9 Выявление дефектов колонн при помощи САТ

Состояние обсадных колонн и насосно-компрессорных труб (разрывы, смятия), число и местонахождение перфорационных отверстий, а также муфтовых соединений может быть установлено и по результатам исследований скважинным акустическим телевизором (рис. 4.9).

Для определения интервалов перфорации используется также метод термометрии. Измерения проводят на спуске и подъеме прибора непосредственно после перфорации, захватывая выше интервала перфорации участок глубин протяженностью не менее 50 м. Температурная аномалия, образованная горением зарядов перфоратора, «расплывается» в течение 1-2 суток. Эффективность выделения максимальна для бескорпусных перфораторов.

Кроме того, интервал перфорации можно определить путем закачки воды, отличающейся по температуре от пластовой. Интервал перфорации определяется аномалией на термограмме. Подобный подход можно использовать в случае, если есть уверенность в том, что других нарушений колонны кроме интервала перфорации нет.

Кроме перечисленных методов, выше рассматривалась возможность использования электромагнитной дефектоскопии и магнитно-импульсной дефектоскопии для определения состояния эксплуатационных и НК труб.

#### 4.4. ВЫДЕЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ ПРИТОКА (ПОГЛОЩЕНИЯ) И ЗАТРУБНОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ

Места притоков жидкости в скважине могут быть установлены методами резистивиметрии, фотоэлектрическим методом (фотоэлемент освещается лампочкой, по степени освещенности судят о прозрачности воды), термометрии.

Местоположение притока жидкости в скважину можно определить путем *понижения уровня жидкости* в скважине - оттартивание или путем его *повышения* – продавливание. В этом случае проводится серия измерений

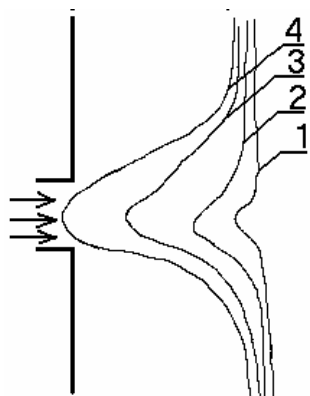


Рис. 4.10 Определение места притока методом резистивиметрии

при последовательной откачке жидкости из скважины (например, с использованием сваба), либо, напротив, закачки некоторого количества жидкости в скважину.

На кривых резистивиметрии интервал притока будет выделяться аномалией, определяемой все четче, с проведением откачки (поступление в скважину

флюида с иным сопротивлением). Подобная картина продемонстрирована на рис. 4.10. Наличие на кривой 1 небольшой аномалии дает основание

для проведения дальнейших исследований с применением оттартивания. 2 – после откачки порции жидкости в скважину поступает вода из интервала, а пластовая вода, следовательно сопротивление снижается; 3-4 – после откачки



воды по результатам измерений можно определить место поступления жидкости по нижнему излому.

По термограммам возможно определение как интервалов притока, так и интервалов поглощения.

Более сложным является определение затрубной циркуляции. Это происходит при нарушении целостности цементного камня, вследствие чего отмечаются заколонные перетоки. Решить эту задачу можно используя методы высокочувствительной термометрии, радиоактивных изотопов и кислородный метод.

Признаком затрубной циркуляции флюидов между пластами является резкое снижение градиента температур на термограммах против вмещающих пород между соседними пластами. За верхнюю границу зоны затрубной циркуляции принимается подошва верхнего пласта, залегающего в

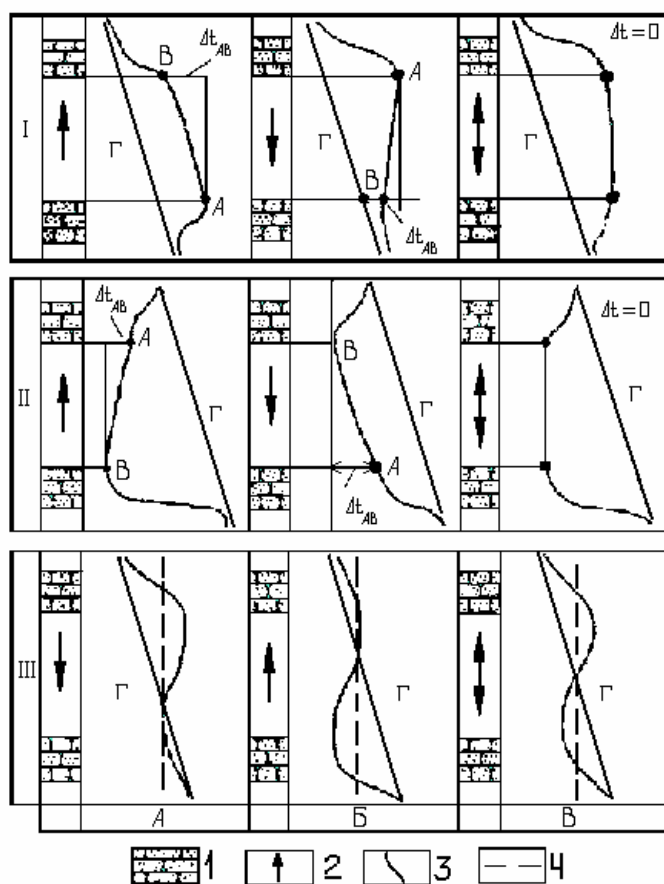


Рис. 4.11 Примеры определения заколонных перетоков методом термометрии

интервале аномального поведения термограмм по отношению к геотерме, за нижнюю — кровля нижнего пласта. Источник перетока и тип циркулирующего флюида устанавливаются по виду и расположению термограммы относительно геотермы в интервале их расхождения.

Термограмма может быть расположена выше геотермы, ниже геотермы и пересекать ее (рис. 4.11).

В первом случае источник поступления флюида

определяется в точке А максимальной температуры (рис. 4.11, I, А, Б). Если

максимум температуры находится внизу, то переток флюида происходит из нижнего пласта в верхний, если вверху, то из верхнего пласта в нижний. При неопределенном положении точки максимальной температуры сравниваются давления в пластах или величина депрессии на верхний пласт, которая рассчитывается по формуле,

Источником перетока является пласт с большим давлением или при  $\Delta p$ , превышающей реальные различия давлений верхнего и нижнего пластов, — нижний пласт (рис. 4.11, I, B).

Если термограммы расположены ниже геотермы, источник поступления флюида определяется по точке минимальной температуры B. Если минимум температуры находится внизу, то переток флюида происходит из нижнего пласта в верхний и нижний пласт является либо газоносным, либо обводненным нагнетаемыми водами с температурой ниже пластовой. В случае, когда минимум температур находится вверху, то флюид перетекает из верхнего пласта в нижний (рис. 4.11, II, A, B). Если положение минимума неопределено, источником перетока является либо газоносный, либо обводненный закачиваемыми водами пласт. Источник перетока устанавливается, по давлению в пластах (рис. 4.11, II, B).

Когда термограмма пересекает геотерму, источник поступления флюида определяется по расположению термограммы относительно оси, параллельной оси глубин. Если термограмма расположена существенно правее этой линии, то переток флюида происходит из верхнего пласта в нижний, если левее, то из нижнего в верхний (рис. 4.11, III, A, B). В случае, когда в перемычке между пластами градиент температур равен нулю, источник перетока выделяется на основе анализа характера насыщения пластов (рис. 4.11, III, B). При этом учитывается, что вверх перемещаются и нагнетаемые воды с температурой ниже пластовой.

При выявлении интервалов циркуляции *методом изотопов* в скважину закачивается вода с добавлением радиоактивного изотопа. Рекомендуется использовать вещества, хорошо адсорбирующиеся

поверхностью горной породы и, по возможности, короткоживущие изотопы со временем жизни примерно 65 дней. Изотопы адсорбируются в крупных порах пласта, трещинах, дренажных отверстиях от перфорации, на стыках труб и т.п. После закачки скважину промывают и регистрируют кривую ГК. Участок затрубной циркуляции, поглощающие и отдающие пласты отмечаются при повторном замере ГК относительно кривой ГК, сделанной до закачки. Этот метод часто применяют после ремонта скважин.

### ***Метод наведенной активности кислорода (КАНГК)***

Исследования начинают с записи диаграмм изменения наведенной гамма-активности по стволу скважины при перемещении прибора снизу вверх со скоростью около 100 м/ч. Место притока воды в скважину выделяется по увеличению регистрируемой наведенной активности кислорода на диаграмме, зарегистрированной прямым зондом, и уменьшению измеряемого параметра на диаграмме, соответствующей обращенному зонду. Наиболее высокая чувствительность метода характерна для измерений по точкам, т. е. при неподвижном приборе. В зависимости от структуры потока водонефтяной смеси минимальный порог чувствительности по дебиту 3-10 м<sup>3</sup>/сут. При интерпретации результатов измерений по точкам используется отношение интенсивности, зарегистрированной индикатором прямого зонда, к интенсивности, зарегистрированной индикатором обращенного зонда,  $\eta$ . По данным физического моделирования и расчетов, отношение  $\eta/\eta_0$ , где  $\eta$  при  $q>0$  и  $\eta_0$  при  $q=0$ , зависит от дебита жидкости  $q$  и содержания воды в продукции. Значительный рост величины  $\eta/\eta_0$  наблюдается до дебита жидкости 50 т/сут. При дебитах жидкости более 50 т/сут изменению содержания воды в продукции от 10 до 100% соответствует рост отношения  $\eta/\eta_0$  от 3 до 20. С учетом возможных ошибок измерений минимальное значение отношения  $\eta/\eta_0$ , которое указывает на движение воды в колонне, составляет 1.3. В обводненных эксплуатационных скважинах результаты исследования движения жидкости по колонне используются для выделения интервала притока воды в скважину, если

место притока соответствует одному из интервалов перфорации или расположено ниже перфорации и связано с нарушением герметичности обсадной колонны.

Для оценки качества изоляции заколонного пространства в интервале, расположенном ниже места притока воды в скважину, измерения проводят по точкам. Эффективность применения кислородного нейтронно-активационного метода зависит от дебита воды, поступающей в скважину по заколонному пространству. Дебит воды должен превышать  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Наилучшие результаты получаются при изменениях в работающей и остановленной скважине. В работающей скважине ниже выявленного места притока воды в колонну проводят измерение наведенной активности кислорода в предполагаемом интервале заколонной циркуляции (обычно снизу этот интервал ограничен подошвой близлежащего водоносного коллектора). Затем останавливают скважину и после прекращения притока жидкости из пласта повторяют замер наведенной активности в тех же точках. Поскольку выбор интервала исследований исключает возможность движения жидкости в колонне, превышение регистрируемой интенсивности в работающей скважине  $\eta$  по сравнению с интенсивностью в остановленной  $\eta_0$  указывает на наличие заколонной циркуляции. Для уверенной интерпретации отношение  $\eta/\eta_0$  должно быть более 1.15. Следует учитывать, что приток жидкости из пласта продолжается в течение определенного времени, после остановки скважины. Для контроля за интенсивностью притока жидкости из пласта после остановки скважины необходимо замерять наведенную активность кислорода в двух точках, расположенных соответственно выше ( $\eta_0'$ ) и ниже ( $\eta_0''$ ) интервала притока воды в колонну. После остановки скважины измерения в предполагаемом интервале заколонной циркуляции следует начинать, когда отношение  $\eta_0'/\eta_0''$  станет меньше 1.5.

Если по техническим причинам исследования проводятся только в работающей скважине, необходимо замерить наведенную активность в

точке, расположенной заведомо ниже интервала заколонной циркуляции, и при интерпретации полученное значение использовать в качестве  $\eta_0$ . По данной методике исследований интервал заколонной циркуляции может быть выделен при  $\eta/\eta_0 > 1.5$ .

Одним из основных достоинств кислородного нейтронно-активационного метода является то, что выделение интервала заколонной циркуляции проводится без изменения режима работы эксплуатационной скважины, а замеры в остановленной скважине используются только в качестве эталонных значений.

Пример выделения интервала заколонной циркуляции в эксплуатационной скважине показан на рис. 4.12. Ко времени исследований дебит жидкости составлял 100 т/сут, обводненность продукции 45%. Перфорацией вскрыт пласт, залегающий в

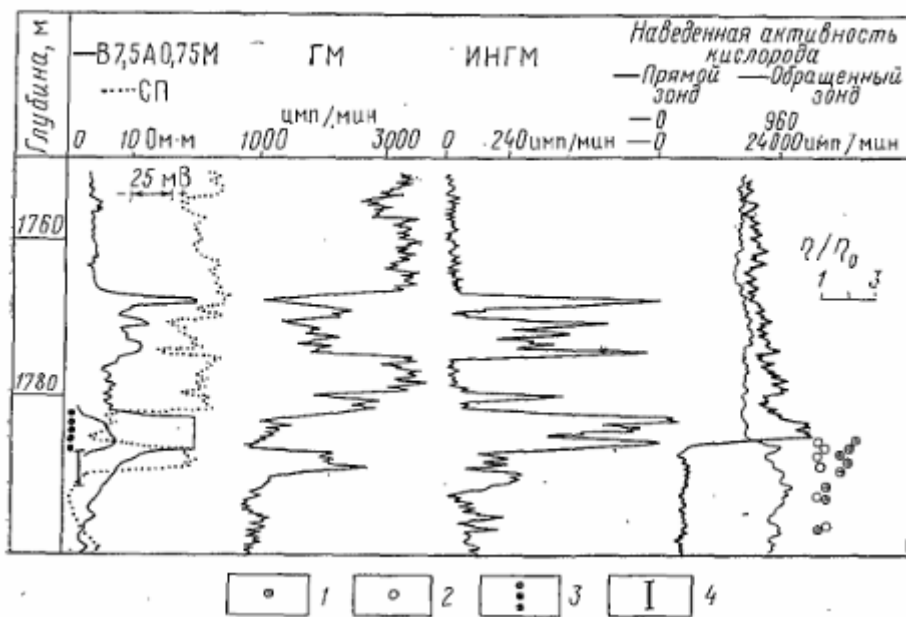


Рис. 4.12 Выделение интервала заколонной циркуляции при помощи КАНГК

Замеры в скважине: 1 – работающей, 2 – остановленной; 3 – интервал перфорации; 4 – интервал заколонной циркуляции

интервале 1782—1787 м. Интервал 1787—1789.5 м представлен глинистыми породами, а ниже залегают водонасыщенный песчаник. Все радиометрические исследования проводились одним глубинным прибором. По диаграмме изменения наведенной активности кислорода нижняя граница интервала притока воды в колонну выделяется на глубине 1787 м. Для оценки качества изоляции заколонного пространства нише интервала перфорации измерение наведенной активности кислорода проводилось по точкам в работающей и остановленной скважинах. Результаты замеров в каждой точке  $\eta$

относились к показаниям прибора в интервале, где заколонная циркуляция заведомо отсутствует  $\eta_0$ . По измерениям в работающей скважине до глубины 1792 м отношение  $\eta/\eta_0$  близко к единице. Начиная с глубины 1789.5 м,  $\eta/\eta_0$  возрастает до 1.6—1.8, что свидетельствует о наличии заколонной циркуляции в интервале 1787—1789.5 м. Увеличение отношения  $\eta/\eta_0$  до 6 соответствует точке, расположенной выше места притока воды в колонну. Вывод о заколонной циркуляции подтверждается результатами исследований в остановленной скважине, так как после остановки скважины во всем интервале измерений отношение  $\eta/\eta_0$  близко к единице.

#### **4.5.ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В МЕЖТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ**

До разработки аппаратуры и оборудования для проведения радиометрических исследований в действующих скважинах через насосно-компрессорные трубы положение уровня жидкости в межтрубном пространстве определяли эхолотом или волномером. В 1961 г. для этих целей было предложено применять радиометрию. Радиометрические исследования позволяют определять положение уровня жидкости с большой точностью, что обеспечивает высокую эффективность использования полученных результатов для контроля за работой скважин, оборудованных электропогружными насосами.

Физические предпосылки для определения уровня жидкости методами радиометрии довольно просты. Нейтронные методы НГК и ННК позволяют выделять уровень по разному содержанию ядер водорода в единице объема жидкости и газа, а различие этих сред по плотности влияет на показания ГГК. При существующих конструкциях скважин все указанные методы четко выделяют уровень жидкости в межтрубном пространстве резким увеличением регистрируемой интенсивности. По сравнению с ГГК нейтронные методы более глубинные, и на величину регистрируемой интенсивности сильнее влияет изменение литологии окружающих пород. Однако в подавляющем - большинстве случаев это не является помехой для определения положения уровня жидкости. Если при интерпретации использовать диаграммы НГК, зарегистрированные после выхода скважины

из бурения, или проводить измерения при различных режимах работы скважины, то уровень жидкости уверенно выделяется практически при любых возможных изменениях литологии в интервале исследуемой части разреза.

В качестве источников радиоактивных излучений используют полониево-бериллиевые источники с выходом  $3-8 \cdot 10^6$  нейтр./с (НГК, ННК) или источники гамма-излучений цезий-137 (ГГК) активностью 5-6 мг-экв радия. Расстояние между источником и индикатором излучения для НГК и ГГК составляет 50 см, ННК - 25 см.

Часто для спуска глубинного прибора насос отключают на 10-15 мин. Динамический уровень перемещается вверх, а через определенное время после включения насоса возвращается в начальное положение. Обычно исследование скважины включает последовательную регистрацию 3-4 диаграмм, по которым четко прослеживается перемещение уровня жидкости во времени. На примере скв. 305 показано выделение уровня по НГК на глубине 365 и 377 м и по ГГК, когда уровень жидкости был на глубине 480 и 534 м (рис. 4.13).

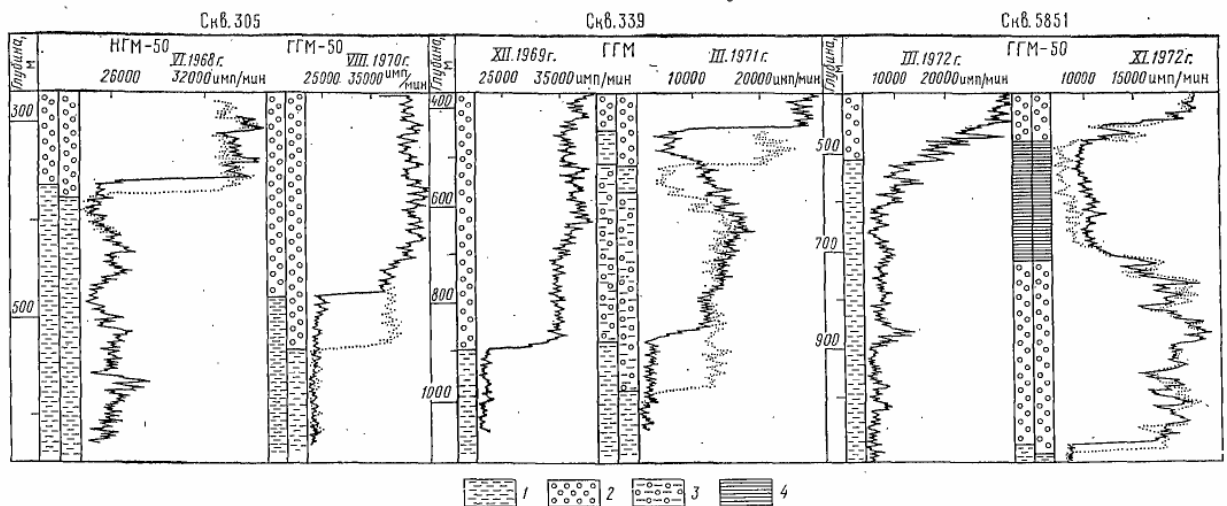


Рис. 4.13 Определение по диаграммам радиометрии положения уровня жидкости в затрубном пространстве

1 – жидкость, 2 – газ, 3 – газожидкостная смесь, 4 – парафин.

Диаграммы показанные сплошной линией и точками, отличаются по времени после остановки глубинного насоса до начала измерений

Наиболее четкий раздел между газом и жидкостью наблюдается при герметичном межтрубном пространстве, когда давление газа в течение времени существенно не меняется. В этом случае исследования волномером и радиометрия часто дают довольно близкие результаты. Рекомендуется первые исследования в скважине проводить двумя рассматриваемыми методами, выделить уровень по радиометрии, уточнить скорость распространения звука по кольцевому пространству и в последующем контролировать положение уровня по измерениям волномером.

Если межтрубное пространство негерметично или давление резко уменьшилось, может начаться интенсивное выделение из нефти газа, в результате образуется довольно сложная по структуре газожидкостная смесь, выше которой обычно выделяется столб жидкости. По данным радиометрических исследований, такой сложный состав среды в межтрубном пространстве образовался в скв. 339 (см. рис. 4.13). При исследованиях в 1969 г. давление в межтрубном пространстве было стабильным, газожидкостный контакт выделен на глубине 896 м. В 1971 г. перед проведением радиометрии резко снизили давление в межтрубном пространстве. По стволу скважины снизу вверх, т. е. по направлению движения глубинного прибора, уровень жидкости выделяется на глубине 874 м (диаграмма показана сплошной линией). Над этим уровнем в интервале мощностью 266 м среда в межтрубном пространстве представлена газожидкостной смесью, далее в интервале 440-508 м выделяется столб жидкости, выше которого межтрубное пространство заполнено газом. На наличие столба жидкости над газожидкостной смесью указывает результат сопоставления зарегистрированной интенсивности в интервале 440-508 м и ниже глубины 874 м. Сделанные выводы о составе среды в межтрубном пространстве подтверждаются повторным замером, на котором все рассмотренные границы выделяются, но смещены вниз по стволу скважины вследствие понижения уровня жидкости в межтрубном пространстве до глубины 978 м.



По радиометрическим исследованиям установлены многочисленные случаи отложения парафина в межтрубном пространстве. Наиболее часто парафин отлагается в механизированных скважинах, в которых на устье межтрубное пространство оборудовано обратным клапаном. В момент срабатывания клапана давление резко падает, начинается разгазирование нефти, что способствует отложению парафина в межтрубном пространстве. Наиболее мощные отложения парафина образуются в интервале, соответствующем положению динамического уровня. Например, по скв. 5851 в марте 1972 г. уровень жидкости в межтрубном пространстве выделялся на глубине 512 м. По исследованиям, проведенным в ноябре 1972 г., с глубины 1100 м (диаграмма показана сплошной линией) наблюдается резкое повышение регистрируемой интенсивности, соответствующее новому положению уровня жидкости в межтрубном пространстве. Выше по стволу скважины в интервале 472—716 м регистрируемая интенсивность понижается практически до значений в интервале, расположенном ниже выделенного уровня жидкости. Ко времени повторного замера уровень жидкости переместился вниз на 30 м, а границы вышележащего интервала, которому соответствует отрицательная аномалия, остались прежними. На основании сопоставления исследований, проведенных в марте и ноябре 1972 г., сделан вывод, что в интервале 472—716 м, где раньше находился уровень жидкости, межтрубное пространство заполнено парафином. Интервал отложения парафина характеризуется тем, что его границы остаются неизменными при перемещении уровня жидкости в межтрубном пространстве.

При наличии в межтрубном пространстве газожидкостной смеси или отложений парафина достоверные сведения о положении динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве могут быть получены только по данным радиометрических исследований. Возможные изменения состава среды в межтрубном пространстве следует учитывать в процессе интерпретации данных различных радиометрических исследований, которые

проводились в эксплуатационных скважинах для уточнения геологического строения, выделения коллекторов и оценки их насыщенности в отложениях, расположенных значительно выше эксплуатационного объекта.

#### **4.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В МЕЖТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ**

В ряде случаев межтрубное пространство используется в качестве дополнительного канала при эксплуатации нефтяных скважин. Измерение толщины парафиновых отложений  $\Delta t$  позволяет осуществлять контроль за накоплением парафина и определять оптимальные периоды депарафинизации. На практике о величине парафиновых отложений в межтрубном пространстве судят по снижению дебита скважин, а толщину этих отложений обычно замеряют при подъеме насосно-компрессорных труб на поверхность в период проведения подземного ремонта. Для определения толщины парафиновых отложений в межтрубном пространстве с успехом можно применять методы радиометрии.

На основании изучения термодинамических условий эксплуатации скважин по межтрубному пространству известно, что парафиновые отложения на наружной поверхности насосно-компрессорных труб и на эксплуатационной колонне имеют практически одинаковую толщину. Это в значительной степени облегчает выбор метода для определения толщины парафиновых отложений в межтрубном пространстве.

Оценка эффективности применения различных методов для решения рассматриваемой задачи проводилась на модели пласта. Модель оборудована в емкости, заполненной песком с пористостью 36%, который насыщен пресной водой. В центре установлена обсадная колонна длиной 1.8 м с внутренним диаметром 136 мм. В колонну опускалась насосно-компрессорная труба с наружным диаметром 59 мм. Прибор диаметром 42 мм с источником и индикатором излучения располагался в насосно-компрессорной трубе, заполненной пресной водой. При измерениях использовались три насосно-компрессорные трубы: на одной отложений парафина не было, а на наружной поверхности двух других был слой парафина толщиной 7 и 14 мм. Для моделирования отложений парафина на внутренней поверхности обсадной колонны изготовлены парафиновые трубы с толщиной стенок 7 и 14 мм. Замеры на модели относились к показаниям

прибора в эталонировочном устройстве, точность измерений контролировалась повторными замерами.

Для определения толщины парафиновых отложений необходимо, чтобы часть межтрубного пространства, свободная от парафина, была заполнена средой, отличающейся от парафина по физическим свойствам. Исследовалась возможность использования для этой цели водного раствора буры с концентрацией соли 20 г/л. Парафин и водный раствор буры одинаково замедляют быстрые нейтроны, но резко отличаются между собой по сечению захвата тепловых нейтронов. Среда облучалась источниками быстрых нейтронов, и на расстоянии  $l=25$  см от источника замерялась плотность тепловых нейтронов. Минимальная плотность тепловых нейтронов соответствует случаю, когда парафиновые отложения отсутствуют, т. е. все межтрубное пространство заполнено раствором буры. Образование на обсадной колонне и насосно-компрессорной трубе парафиновых отложений толщиной до 7 мм приводит к увеличению регистрируемой интенсивности тепловых нейтронов  $J$  на 21%, а если все межтрубное пространство заполнено парафином, то регистрируемая интенсивность возрастает на 75%. Зависимость между плотностью тепловых нейтронов и толщиной парафиновых отложений близка к прямолинейной.

На практике в большинстве случаев есть возможность понизить уровень жидкости в межтрубном пространстве ниже начала отложения парафина. Поэтому основной объем измерений на модели проводился в условиях, когда свободное от парафина межтрубное пространство было заполнено воздухом. При облучении среды потоком быстрых нейтронов замерялась плотность надтепловых и тепловых ( $l=25$  см) нейтронов и вторичного гамма-излучения ( $l=35$  и 50 см). Регистрировалась интенсивность рассеянного гамма-излучения при облучении среды источником гамма-излучения кобальт-60 ( $l=50$  см) и цезий-137 ( $l=35$  и 50 см).

При одновременном отложении парафина на колонне и насосно-компрессорной трубе плотность тепловых нейтронов практически не меняется с увеличением толщины парафинового слоя от 0 до 7 мм. Дальнейший рост парафиновых отложений приводит к уменьшению плотности тепловых нейтронов (рис. 4.14). Получение зависимости подобной формы объясняется тем, что отложения парафина на насосно-компрессорной трубе и обсадной колонне по-разному влияют на плотность тепловых нейтронов на оси скважины.

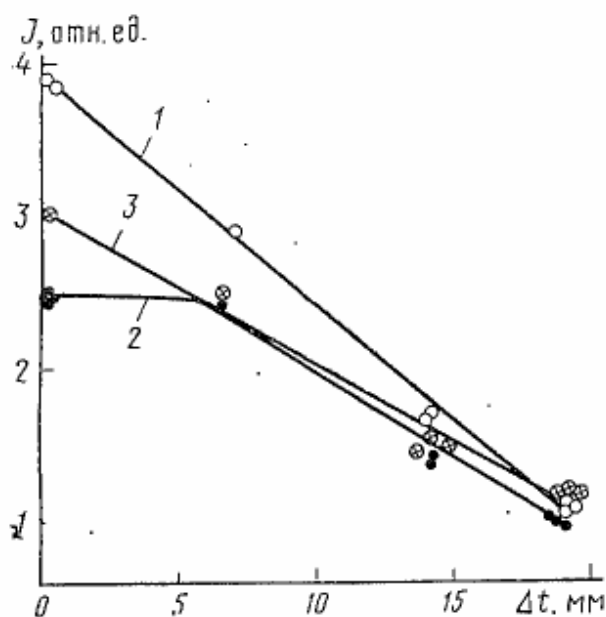


Рис. 4.14 Изменение интенсивности радиоактивного излучения  $J$  при различной толщине парафиновых отложений  $\Delta t$  в межтрубном пространстве.

Нейтроны: 1 – надтепловые, 2 – тепловые; 3 – вторичное  $\gamma$ -излучение при  $l=50$  см.

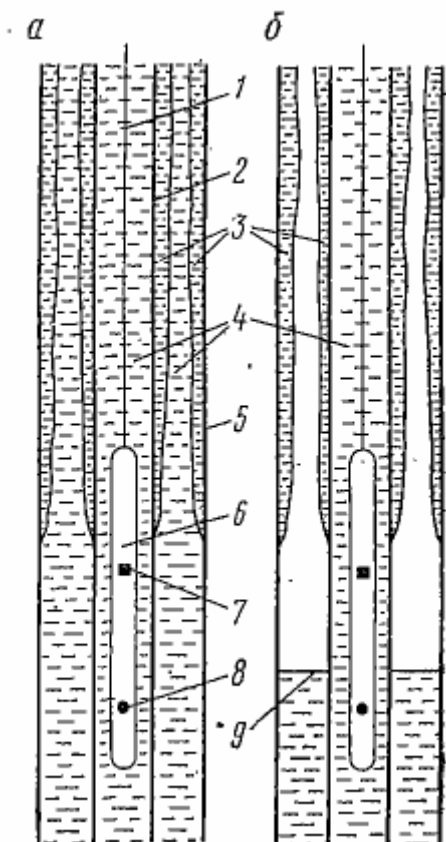


Рис. 4.15 Схема проведения измерений для определения  $\Delta t$   
Пояснения в тексте

Интенсивность рассеянного гамма-излучения зависит от плотности среды в межтрубном пространстве и, в основном, определяется толщиной отложений парафина на насосно-компрессорной трубе. Для исследований предпочтительнее использовать источники с более мягким излучением (цезий-137) и зонд длиной 50 см. Чувствительность метода рассеянного гамма-излучения к изменению толщины отложений парафина ниже, чем у

нейтронных методов.

Для определения в скважинах толщины парафиновых отложений в межтрубном пространстве предложен следующий способ проведения измерений. По нейтронным параметрам нефть, воду и парафин можно рассматривать как идентичные среды. В процессе исследований насосно-компрессорные трубы заполнены нефтью или водой, и наличие в них отложений парафина не влияет на результаты измерений. Первый, замер проводится, когда межтрубное пространство заполнено водой или нефтью 4 (рис. 4.15, а). В насосно-компрессорные трубы 2 на кабеле 1 спускают

глубинный прибор 6, содержащий источник излучения 8 и индикатор 7. Изменение регистрируемой интенсивности по стволу скважины будет определяться литологией окружающих пород. Затем с помощью компрессора необходимо установить уровень жидкости в межтрубном пространстве 9 ниже начала отложений парафина (рис. 4.15, б) и повторить замер по стволу скважины. Теперь конфигурация полученной диаграммы будет определяться не только литологией окружающих пород, но и изменением содержания водорода по стволу скважины, т. е. количеством парафина 3, отложившимся на обсадной колонне 5 и насосно-компрессорных трубах 2. Толщина парафиновых отложений определяется по сопоставлению двух полученных диаграмм.

Лучшими методами для определения толщины парафиновых отложений следует считать замер плотности, надтепловых нейтронов (ННК-НТ) и вторичного гамма-излучения (НГК). По сравнению с рассмотренными эти методы наиболее чувствительны к изменению толщины парафиновых отложений. Для них справедливо допущение об идентичности сред парафина, нефти и воды, зависимость регистрируемой интенсивности от толщины парафиновых отложений практически прямолинейна. Последнее исключает необходимость специальной эталонировки аппаратуры на поверхности. Градуировочная прямая для определения толщины парафиновых отложений строится по двум значениям, которые отсчитываются по диаграммам в интервале, расположенном ниже зоны отложений парафина. Первое значение соответствует интенсивности излучения, когда межтрубное пространство заполнено нефтью или водой; второе — интенсивности излучения в том же интервале после снижения уровня жидкости в межтрубном пространстве. В данном интервале различие регистрируемой интенсивности между двумя замерами будет максимальным. Выше по стволу скважины уменьшение рассматриваемой разности показаний будет связано с образованием парафиновых отложений в межтрубном пространстве, толщина которых определяется по градуировочной прямой путем линейной интерполяции. По

результатам моделирования точность определения толщины парафиновых отложений 1 мм.

Пример определения в скважине профиля парафиновых отложений показан на рис. 4.16. Скважина в течение четырех месяцев эксплуатировалась по межтрубному пространству с дебитом жидкости 100-120 т/сут. Измерения проводились в период остановки скважины для капитального ремонта с цепью изоляции заводненных

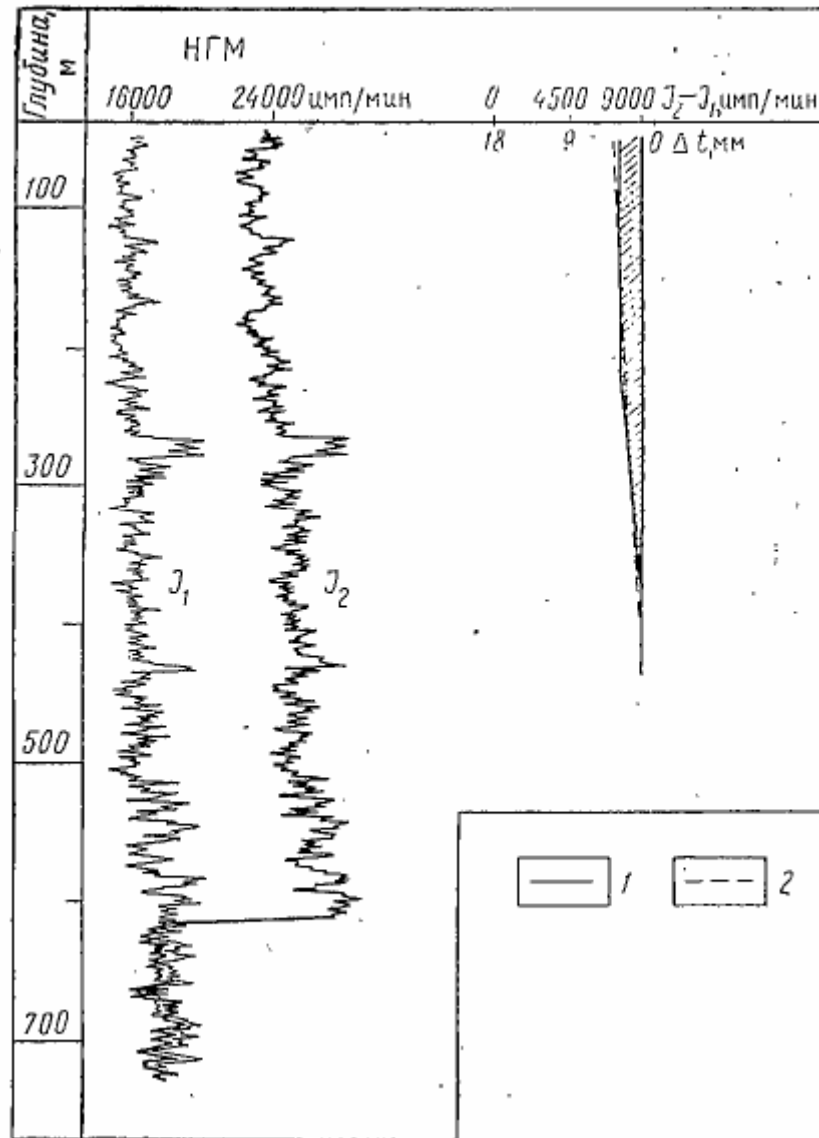


Рис. 4.16 Определение профиля парафиновых отложений по НГК-50

$J_1$  – интенсивность НГК при межтрубном пространстве, заполненном глинистым раствором;  $J_2$  – то же, при уровне раствора в межтрубье на глубине 615 м;  $\Delta t$  – толщина отложений парафина по данным: 1 – радиометрии, 2 – дифференциального измерителя диаметра труб

коллекторов. Ствол скважины заполнен глинистым раствором. Приведенные диаграммы НГК зарегистрированы в одном масштабе и между собой хорошо сопоставляются по конфигурации в интервалах, расположенных как выше, так и ниже уровня глинистого

раствора, т. е. снижение уровня раствора в межтрубном пространстве не повлияло на величину дифференциаций диаграмм, обусловленную изменением литологии пород. Если считать, что на глубине 500—600 м отложения парафина отсутствуют, то уменьшению разности регистрируемой интенсивности между двумя диаграммами с 9000 имп/мин до нуля в интервале, расположенном выше уровня глинистого раствора, должно соответствовать изменению толщины парафиновых отложений на колонне и насосно-компрессорных трубах от 0 до 18 мм (при отложениях 18 мм все межтрубное пространство будет заполнено парафином). Разность величин зарегистрированной интенсивности около 9000 имп/мин сохраняется до глубины 320—330 м. Выше по стволу скважины различие между сопоставляемыми замерами по интенсивности излучения уменьшается и в интервале 50—200 м составляет около 7300 имп/мин, что соответствует толщине отложений парафина на колонне и насосно-компрессорных трубах по 3.5 мм. Рассчитанный по результатам радиометрии профиль парафиновых отложений хорошо согласуется с данными, полученными дифференциальным измерителем диаметра труб после подъема их на поверхность.

При необходимости определения толщины парафиновых отложений в скважинах с ослабленной обсадной колонной, прочность которой не позволяет значительно понижать уровень жидкости в межтрубном пространстве, для измерений следует использовать водный раствор буры или какие-либо другие растворы, отличные от парафина по нейтронным параметрам. По стволу скважины регистрируют изменение плотности тепловых нейтронов (ННК-Т). Первый замер проводят, когда межтрубное пространство заполнено нефтью или водой, а второй — после закачки в межтрубное пространство раствора буры, т. е. методика проведения измерений и определения толщины парафиновых отложений аналогична.

#### **4.7. КОНТРОЛЬ ЗА УСТАНОВКОЙ ГЛУБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

На промыслах широко применяются различные пакерующие устройства для повышения надежности изоляции заколонного пространства, разобщения пластов при раздельной эксплуатации, проведения изоляционных работ и т. д. В зависимости от назначения пакера его

устанавливают и спускают в скважину на обсадной колонне или насосно-компрессорных трубах. Часто интервал, в котором необходимо поставить пакер, сравнительно невелик, и радиометрические исследования используют для контроля за точностью установки пакеров.

В скважинах, вскрывших пласты с подошвенной водой или нефтеносные, которые отделены от водонасыщенных песчаников прослоем глинистых пород мощностью не более 3—4 м, для повышения качества изоляции заколонного пространства устанавливают пакер-фильтр. Пакер спускают на обсадной колонне. В процессе цементирования обсадной колонны применяемая конструкция обеспечивает уплотнение цементной суспензии в интервале, соответствующем положению пакера-фильтра, что способствует повышению прочности цементного камня. По разрезу пакер должен располагаться между водонефтяным контактом и предполагаемым интервалом перфорации или против прослоя глинистых пород, разделяющих нефтеносные и водоносные коллекторы. Среда в стволе скважины в интервале, занимаемом пакер-фильтром, будет характеризоваться большей плотностью за счет наличия дополнительных металлоконструкций и уплотнения цементного камня. Поэтому глубину установки пакера можно определить по измерениям интенсивности рассеянного гамма-излучения. Для этой цели обычно используют диаграммы, зарегистрированные цементомером, и пакер-фильтр выделяют по уменьшению интенсивности регистрируемого излучения.

Например, по результатам электрометрии в скв. 1927 можно было предполагать, что пласт, залегающий в интервале 1600.5—1608 м, в кровельной части нефтеносен и водонефтяной контакт расположен на глубине 1603 м. Нефтеносной части коллектора соответствует удельное сопротивление около 4-5 Ом. Насыщенность пласта решили уточнить по результатам эксплуатации и для увеличения прочности цементного камня установить пакер-фильтр в интервале водонефтяного контакта. Диаграммы изменения интенсивности рассеянного гамма-излучения, зарегистрированные цементомером, показывают, что в действительности пакер установлен в интервале 1605—1608 м, т. е. на 2 м ниже водонефтяного контакта (рис. 4.17).



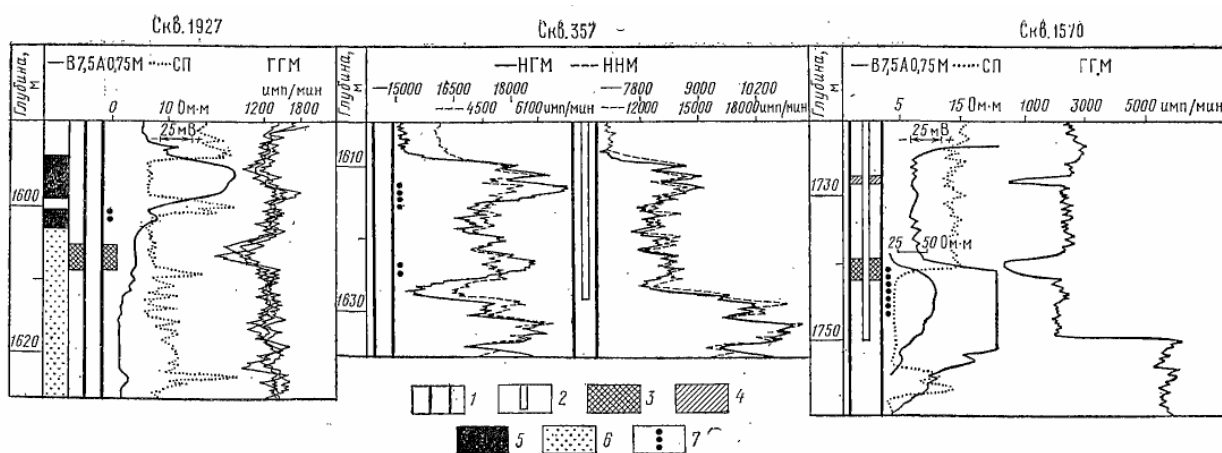


Рис. 4.17 Определение глубины спуска оборудования

1 – обсадная колонна, 2 – НКТ, 3 – пакер, 4 – репер, 5 – нефтеносные песчаники, 6 – водоносные песчаники, 7 – интервал перфорации

Глубина спуска насосно-компрессорных труб и положение пакерующих устройств, которые устанавливаются на этих трубах и включают значительное количество металлоконструкций, выделяются по резкому уменьшению регистрируемой интенсивности на диаграммах НГК, ННК и ГГК.

По скв. 357 сопоставлены диаграммы, зарегистрированные в простаивающей скважине с поднятыми насосно-компрессорными трубами и в скважине работающей, когда колонна насосно-компрессорных труб была спущена до глубины 1628 м (рис. 4.17). Регистрируемые интенсивности гамма-излучения радиационного захвата и тепловых нейтронов уменьшаются на 20-25% при наличии в скважине насосно-компрессорных труб.

Методы радиометрии можно применять для контроля за изменением длины колонны насосно-компрессорных труб при резком изменении температуры в стволе скважины, например, в процессе закачки пара, воды и различных реагентов. Если на колонне насосно-компрессорных труб установлен пакер, то значительное изменение длины колонны может повлиять на качество герметизации межтрубного пространства.

В скв. 1570 радиометрические исследования проводились в период остановки скважины для селективной изоляции заводняемого пласта. С целью герметизации межтрубного пространства в интервале, соответствующем кровле заводняемого пласта, необходимо было поставить пакер. По замеру ГГК насосно-компрессорные трубы спущены до глубины 1750 м, пакер расположен против кровли рассматриваемого пласта и

на глубине 1728 м выделяется металлический репер, установленный на насосно-компрессорных трубах (рис. 4.17).

В настоящее время широкое применение находит гидropескоструйная перфорация для вскрытия пластов с подошвенной водой, при изоляционных работах, для перфорации пластов после завершения изоляционных работ. В большинстве случаев требуется достаточно высокая точность определения глубины спуска перфоратора, и радиометрия используется для контроля за местоположением муфты гидроперфоратора.

Для радиометрических исследований через насосно-компрессорные трубы применяются различные малогабаритные приборы, диаметр которых не превышает 42 мм.

## 5. КОНТРОЛЬ ЗА ПРОЦЕССАМИ ЗАВОДНЕНИЯ

### 5.1. ИЗУЧЕНИЕ НАЧАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФЛЮИДОВ В ЗАЛЕЖИ

В настоящее время единого мнения о том, что считать границей контакта нефть-вода, в литературе не существует. М.А. Жданов предлагает условно устанавливать водонефтяной контакт (ВНК) посередине переходной зоны. Н.Н. Сохранов - на 1.0—1.5 м выше переходной зоны. Б.М. Орлинский считает за положение ВНК глубину, выше которой при испытании получают безводные притоки нефти. По Б.Ю. Вендельштейну за водонефтяной и газоводяной (ГВК) контакты следует принимать границу, расположенную в переходной зоне, выше которой при испытании получают промышленные притоки нефти или газа с небольшим количеством пластовой воды. Наиболее строгое определение ВНК и ГВК дал Б.Ю. Вендельштейн.

Положения ВНК, ГВК, газонефтяного контакта (ГНК) устанавливаются по данным комплексных промыслово-геофизических исследований и результатам опробования скважин: в необсаженных скважинах главным образом методами сопротивления, реже — методами радиометрии и акустики; в обсаженных скважинах в основном методами радиометрии и отчасти - термометрии и акустики.

#### ***Водонефтяной контакт***

При отсутствии переходной зоны и зоны недонасыщения или незначительной их мощности (доли метра) и малой зоне проникновения фильтрата промывочной жидкости ВНК устанавливают следующим образом.

1. По показаниям КС последовательных градиент-зондов достаточно больших размеров в случае однородных высокопроницаемых коллекторов наблюдается четкая граница между водой и нефтью. Положение ВНК определяется по точке, расположенной на половину длины зонда ниже точки  $\rho_{к \max}$  (рис. 5.1, а).

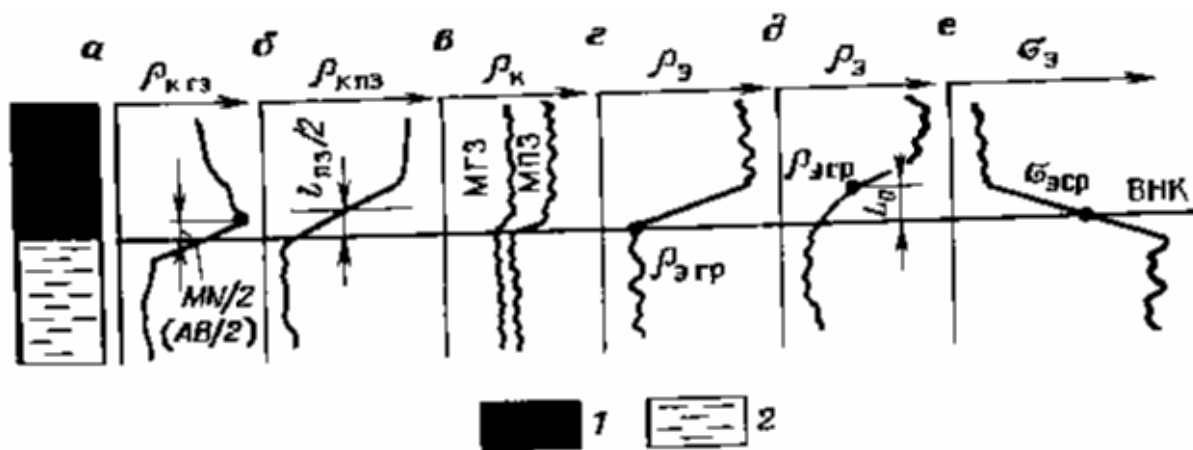


Рис. 5.1 Определение ВНК по данным электрических методов. 1 – нефть, 2 - вода

2. По показаниям КС потенциал-зондов больших размеров ВНК отмечается точкой, находящейся на половину длины зонда ниже точки наибольшего значения градиента  $\rho_k$  (рис. 5.1, б).

В первых двух способах затруднения в определении ВНК возникают в случае присутствия в пласте или около него пропластков высокого сопротивления.

3. По кривым  $\rho_k$  микрозондов и  $\rho_э$  микрозондов БМК граница ВНК проводится посередине участка подъема  $\rho_k$  или  $\rho_э$  от водоносной части коллектора к нефтеносной (рис. 5.1, в). Этот способ особенно эффективен при толщине глинистой корки не более 2-3 см и позволяет устанавливать положение ВНК в тех случаях, когда в пласте присутствуют плотные пропластки и имеет место экранирование обычных зондов КС за счет соседних пластов высокого сопротивления.

4. На кривой  $\rho_э$  трехэлектродного экранированного зонда ВНК отбивается точкой  $\rho_{эp} = 2\rho_э^{\max} \rho_э^{6M} / (\rho_э^{\max} + \rho_э^{6M})$ , где  $\rho_э^{\max}$ ,  $\rho_э^{6M}$  - соответственно максимальное эффективное сопротивление в нефтеносной части пласта и эффективное сопротивление в водонасыщенной его части вблизи подъема кривой  $\rho_э$  (рис. 5.1, г).

5. На кривой семиэлектродного экранированного зонда ВНК соответствует точке, расположенной на расстоянии размера зонда ниже

точки среднего значения, находящейся на участке подъема эффективного сопротивления (рис. 5.1, д).

б. На кривой индукционного зонда ВНК определяется точкой половинной амплитуды (рис. 5.1, е). Высокая вертикальная разрешающая способность и хорошая разрешающая способность индукционного метода в области низких сопротивлений позволяют с высокой достоверностью определять положение ВНК в маломощных интервалах разреза (от 0.8-1 м и выше) низкого сопротивления, особенно глинистого.

Для выделения ВНК в обсаженных скважинах применяют импульсные методы нейтронного каротажа ИННК, ИНГК и стационарные НГК, НКТ. В отдельных случаях для этой цели можно использовать диаграммы ГК и ГГК.

Основные положения интерпретации заключаются в том, что против нефтеносной части пласта значения НГК ниже, чем против водоносной. По кривым НКТ и ИНК нефтегазоносные пласты отмечаются повышенными значениями по сравнению с водоносными. Из-за малой глубинности методов радиоактивного каротажа измерения эффективны в скважинах, простоявших после цементирования некоторое время, достаточное для расформирования зоны проникновения. Это время меняется от 2-3 недель для высокопористых песчаных пластов до 1 года и более для карбонатных пород средней пористости (см. рис. 5.2).

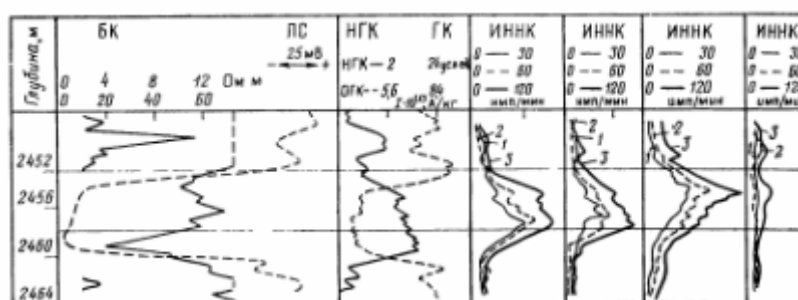


Рис. 5.2 Пример расформирования зоны проникновения со временем  
Значения  $t_3$  в мкс: 1 – 1000, 2 – 1300, 3 – 1600.

Определение ВНК стационарными нейтронными методами возможно при высокой (более 100-250 г/л) хлоронасыщенности однородных

нефтеносных песчаных пластов. Показания НГК против водоносной части пласта завышаются при этом в среднем на 15-20%, а показания НКТ занижаются на ту же величину. Однако эти методы малоэффективны при определении положения ВНК в скважинах, не обсаженных колонной или только что вышедших из бурения из-за проникновения в пласт фильтрата пресной ПЖ, в пластах, вскрытых перфорацией, — вследствие перемешивания пластовой воды с промывочной жидкостью, находящейся в скважине, а также из-за наличия конусов обводнения.

Определить местоположение ВНК в литологически неоднородном пласте с изменчивой продуктивностью и в карбонатном разрезе также трудно. Для карбонатного разреза это вызвано: большим сечением захвата ( $\sigma_3=0.435 \cdot 10^{-28} \text{ м}^2$ ) кальцита, дающим при захвате нейтронов примерно то же излучение, что и хлор; меньшей пористостью карбонатных пород по сравнению с терригенными, а следовательно, и меньшим хлоросодержанием в единице объема породы, что также снижает эффективность стационарных методов НГК и НКТ. При определении местоположения ВНК и контроле за его продвижением значительно более результативными являются импульсные методы нейтронного каротажа. Различия в показаниях ИНК против нефтеносной и водоносной частей пласта почти в 10 раз больше, чем на диаграммах НГК и НКТ. В высокопористых и однородных пластах импульсным методом возможно контролировать перемещение ВНК даже при относительно невысокой (30-35 г/л) минерализации пластовых вод, что недостижимо для стационарных нейтронных методов.

Основные задачи, решаемые методами ИНК, заключаются в изучении изменений во времени характера насыщения неперфорированных и перфорированных пластов. Импульсные нейтронные методы в комплексе с другими исследованиями используются также для определения затрубного движения воды, ревизии скважин старого фонда, контроля за выработкой основных объектов эксплуатации и поисков пропущенных нефтеносных пластов.

В неперфорированных пластах определение ВНК после расформирования зоны проникновения при сохранении цементного кольца (отсутствие циркуляции жидкости за колонной) не вызывает затруднений (рис. 5.3).

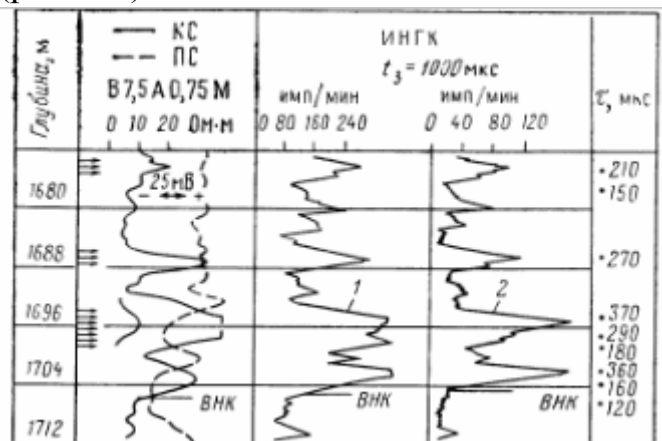


Рис. 5.3 Определение ВНК в неперфорированной части. Замеры ИНГК: 1 – первый, 2 – повторный,  $\tau$  – время жизни тепловых нейтронов, стрелками указаны интервалы перфорации

Как видно, ВНК надежно отмечается по диаграммам ИНГК на глубинах 1705 м по первому замеру 1 и по второму 2 через два года (в начальный период эксплуатации ВНК по данным электрического каротажа находился на глубине 1706 м).

Показания ИНГК на водонефтяном контакте изменяются в 5—10 раз.

### Газоводяной контакт

Газоводяной контакт (ГВК) в необсаженных скважинах устанавливается теми же способами, что и ВНК. При определении ГВК в обсаженных скважинах наиболее информативны нейтронные методы в силу резкого различия водородосодержания водоносных и газоносных коллекторов. Положение ГВК находят одним из следующих способов.

1. По началу увеличения показаний нейтронного гамма-метода или метода плотности тепловых нейтронов в случае слабogliнистых коллекторов и небольшой зоны проникновения (фильтрата промывочной жидкости (рис. 5.4, а).

2. По превышению показаний НГК или ННК-Т большого зонда по сравнению с малым зондом (методика двухзондового НГК или ННК-Т) (рис. 5.4, б).

3. По наличию приращений на кривых НГК или ННК-Т, зарегистрированных в разное время зондами одной длины (методика временных замеров). Этот способ особенно эффективен в случае пластов со

значительной зоной проникновения (больше радиуса исследования зондов НГК или ННК-Т) (рис. 5.4, в).

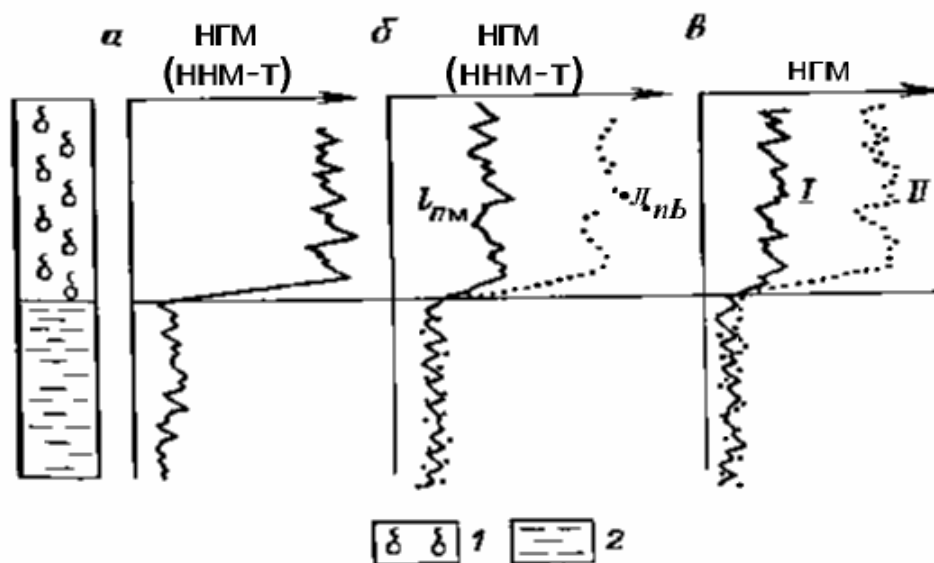


Рис. 5.4 Определение положения ГВК по данным нейтронных методов

Замеры: I – до расформирования, II – после расформирования зоны проникновения; 1 – газ, 2 – вода

При этом предпочтение отдается НГМ в силу его большего радиуса исследования и наличия плотностного эффекта на вторичное гамма-излучение из-за разности плотностей газоносного и водоносного пластов при идентичности их коллекторских свойств.

В особо сложных случаях определения ГВК возможно по данным ИНМ-Т (время жизни тепловых нейтронов в газоносной части разреза выше, чем в водоносной).

Уверенно ГВК отбивается по данным акустических методов, особенно при использовании их широкополосной модификации. ГВК фиксируется снижением амплитуды продольных волн и увеличением амплитуды поперечных волн при переходе от газоносной к водоносной части пласта.

### ***Газонефтяной контакт***

Положение газонефтяного контакта (ГНК) в необсаженных скважинах по данным методов сопротивления установить нельзя, хотя имеется тенденция к увеличению удельного электрического сопротивления газоносного пласта по сравнению с сопротивлением нефтеносного при идентичности коллекторских свойств пластов.



В обсаженных и необсаженных скважинах ГНК можно определить следующими способами.

1. По наличию положительных приращений на кривых НГК или ННК-Т, полученных по методике временных замеров (рис. 5.5, а, б) Против нефтеносной части пласта показания интенсивности нейтронной гамма-излучения на разных кривых будут практически совпадать.

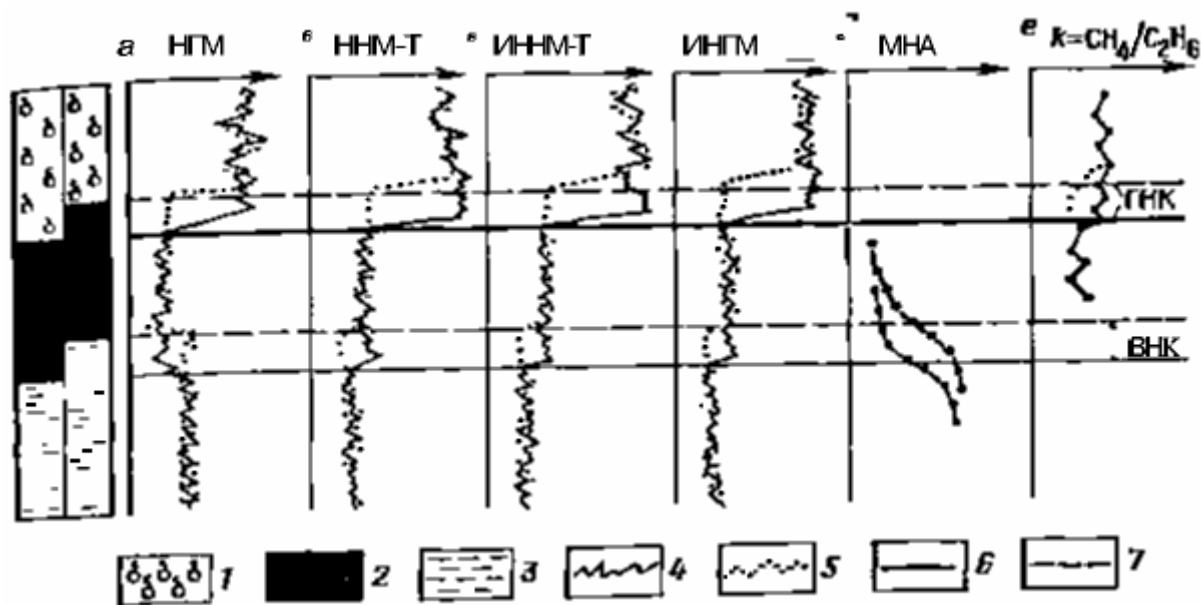


Рис. 5.5 Определение первоначальных и текущих положений ГНК и ВНК по данным радиометрии и газометрии. 1 – газ, 2 – нефть, 3 – вода, 4 – первичные замеры, 5 – повторные замеры, 6 – первоначальные положения ГНК и ВНК, 7 – текущие положения ГНК и ВНК

2. По времени жизни тепловых нейтронов в газоносной и нефтеносной частях пласта (рис. 5.5, в, г). В чистых газоносных коллекторах среднее время жизни тепловых нейтронов на 15-20 % больше, чем в однотипных нефтеносных коллекторах. Для установления положения ГНК в глинистых, песчаных и карбонатных коллекторах необходимо проводить повторные временные замеры ИННК-Т. При этом газоносная часть пласта выделяется на кривых ИННК-Т повышенными показаниями, полученными в более позднее время. Этот эффект вызван расформированием зоны проникновения.

Хорошие результаты определения ГНК получают при использовании метода двух временных задержек ИННК. Сущность его заключается в том, что против заведомо нефтеносных и водоносных пластов наблюдаются

одинаковые показания скорости счета тепловых нейтронов на двух временных задержках, различающихся между собой на 400—600 мкс. Поскольку среднее время жизни тепловых нейтронов в газоносных пластах намного больше, чем в нефтеносных или водоносных, то первые будут отличаться значительными превышениями нормированных показаний на большей временной задержке по сравнению с малой. Так как ИННК имеет больший радиус исследования, чем стационарные нейтронные методы, включая и многозондовые, такой способ определения ГНК наиболее эффективен.

3. По данным метода наведенной радиоактивности. Водоносная часть пласта фиксируется повышенными показаниями наведенной гамма-активности по сравнению с показаниями в нефтеносной, так как ниже. ВНК содержится больше ядер натрия и хлора. МНА эффективен при определении положения ВНК, если минерализация пластовых вод по NaCl выше 40 г/л. Граница ВНК определяется посредине превышения водоносной части пласта над нефтеносной (рис. 5.5, д).

4. По данным геохимических методов исследования скважин. Увеличение отношения содержания этана к содержанию пропана  $k = C_{H_4}/C_{C_2H_6}$  свидетельствует о газонасыщенности коллектора (рис. 5.5, е). Этот способ наиболее эффективен при установлении ГНК в сильно глинистых, песчаных и карбонатных коллекторах, где ядерные методы не позволяют расчленить газоносные и нефтеносные участки пласта.

5. По данным метода радиоактивных изотопов. С помощью этого метода положение ВНК отмечается повышением интенсивности  $I_\gamma$  против водоносной части пласта в случае закачки активированной воды, а при закачке радиоактивной нефти интенсивность  $I_\gamma$  возрастает против нефтеносной части пласта. Такое различие обусловлено избирательным проникновением закачиваемых флюидов вследствие фазовой проницаемости водо- и нефтенасыщенных частей пласта по отношению к активированным жидкостям. Граница ВНК отмечается подобно тому, как отбивается ВНК по

данным НГК в случае закачки активированной воды и по данным ННК-Т при использовании активированной нефти (рис. 5.5, а, б).

6. По данным термометрии. Газоносная часть пласта выделяется отрицательной аномалией температуры.

7. По данным акустических методов. На кривых широкополосного акустического метода газоносная часть пласта характеризуется большим коэффициентом затухания продольной волны и малым поперечной волны по сравнению с нефтеносной частью пласта.

## **5.2. КОНТРОЛЬ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ФЛЮИДОКОНТАКТОВ**

Перемещения ВНК, ГНК, ГВК определяют при исследовании необсаженных оценочных скважин, контрольных и дополнительных скважин. Наиболее точные данные об изменении положения контактов получают в необсаженных и обсаженных неперфорированных скважинах по данным комплекса методов электрометрии и радиометрии. В обсаженных скважинах определение текущих положений флюидоконтактов затруднено из-за влияния динамических сил прискважинной и удаленных частей пласта.

### ***Контроль перемещения ВНК***

Определение текущего положения ВНК по данным ГИС имеет свои особенности для обсаженных и необсаженных скважин в зависимости от минерализации вод, вытесняющих нефть.

Положение ВНК в необсаженных оценочных, контрольных скважинах с открытым стволом или обсаженных неметаллической колонной в продуктивной части разреза, а также в дополнительных скважинах, пробуренных в процессе эксплуатации месторождения, устанавливается методами электрометрии аналогично определению границ первоначального ВНК. Эта информация о перемещении ВНК является наиболее достоверной.

Контроль перемещения ВНК в обсаженных скважинах осуществляется в основном методами радиометрии. Наиболее точно положение ВНК определяется в обсаженных неперфорированных скважинах.

Нахождение текущего положения ВНК по данным нейтронных методов основано на различии хлоросодержания в нефтеносной и водоносной частях коллектора, которое неодинаково влияет на показания НК. Положение текущего положения ВНК находят таким же способом, что и определение его первоначального положения.

### ***Контроль перемещения ГВК***

Текущее положение ГВК устанавливается по результатам геофизических исследований необсаженных или обсаженных неметаллической колонной оценочных и контрольных скважин аналогично тому, как определяются границы первоначального положения ВНК. В обсаженных неперфорированных скважинах положение ГВК устанавливается по кривым нейтронных методов на основе различного содержания водорода в газоносной и водоносной частях коллектора. Так, на кривых НГК, НК-Т, НК-НТ, ИННК и ИНГК газоводяной контакт отмечается повышенными показаниями регистрируемой интенсивности против газоносной части пласта по сравнению с водоносной независимо от минерализации подстилающих вод (см. рис. 5.4).

Аналогичная картина получается при определении текущего положения ГВК в перфорированных скважинах по кривым нейтронных методов.

По данным термометрии в перфорированных скважинах ГВК фиксируется посередине нижнего участка температурной аномалии, возникающей за счет дроссельного эффекта.

По данным акустического метода газоносная часть пласта отмечается высокими значениями интервального времени прохождения упругих колебаний и большими значениями коэффициента затухания. Наибольший эффект получается в необсаженных и обсаженных скважинах при использовании низкочастотного метода, имеющего больший радиус исследования по сравнению с высокочастотным, особенно при работе на поперечных волнах.

### ***Контроль перемещения ГНК***

Определение текущего положения ГНК в необсаженных или обсаженных неметаллической колонной оценочных и контрольных скважинах по данным методов электрометрии невозможно, как и при установлении первоначального положения ГНК (см. выше).

Текущее положение устанавливается по кривым НГК, ННК-Т, ННК-НТ, ИННК, ИНГК, газометрии, высокочувствительной термометрии, обычного акустического и низкочастотного методов в обсаженных и необсаженных скважинах, когда зона проникновения фильтрата промывочной жидкости отсутствует или очень мала (см. рис. 5.5, г).

### **5.3. ВЫДЕЛЕНИЕ ОБВОДНЕННЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

#### ***Необсаженные скважины***

Сложность решения задачи, связанной с выделением обводненных нефтеносных пластов по результатам геофизических исследований необсаженных скважин, зависит от применяемого способа внутриконтурного и законтурного заводнений.

При нагнетании в пласт вод, не отличающихся по минерализации от пластовой, обводненные пласты выделяются по геофизическим критериям, установленным для оценки характера насыщенности коллекторов при их первоначальной нефтеводонасыщенности. В этом случае наиболее информативны методы сопротивления, акустические, нейтронные. Для обводненных пластов свойственны пониженные значения удельного электрического сопротивления, а также акустические и нейтронные характеристики, аналогичные одноименным параметрам для водоносных пластов. Эти эффекты особенно усиливаются, когда в исследуемом пересечении скважина-пласт движется осолоненная оторочка фронта нагнетания. Как правило, при таком заводнении не возникает сложностей при выделении обводненных интервалов продуктивных пластов.

Если в пласт нагнетают пресные поверхностные воды, решение рассматриваемой задачи для открытого ствола скважин сопряжено с особыми

трудностями. Наиболее информативным методом исследования в данном случае из обязательного комплекса ГИС для открытого ствола скважины служит метод потенциалов самопроизвольной поляризации горных пород. В начальной стадии обводнения, когда по пласту движется осолоненная оторочка фронта нагнетания, поведение геофизических параметров подобно описанному выше случаю. На кривых ПС отмечаются отрицательные аномалии  $\Delta U_{пс}$ , по абсолютной величине превышающие значения потенциалов ПС против необводненных пластов. На следующей стадии обводнения при поступлении в поровое пространство пород нагнетаемой пресной воды амплитуда потенциалов ПС уменьшается, изменяет свою конфигурацию и может поменять свой знак. При этом условная линия глин на кривых ПС остается на одном уровне.

Наиболее часто обводнения продуктивных пластов происходят в их подошвенной части. При этом на кривых ПС фиксируется уменьшение амплитуды  $\Delta U_{пс}$  против подошвенной части пласта относительно подстилающих глин. В случае же обводнения кровельной части пласта наблюдается обратная картина поведения кривой ПС. Однако в промышленной практике такие случаи обводнения продуктивных пластов встречаются крайне редко.

Дополнительным признаком выделения обводненных пресной водой пластов могут служить данные БКЗ, особенно на поздней стадии разработки месторождения. Отмечается увеличение истинного удельного сопротивления обводненных пластов по сравнению с  $\rho_{п}$  пластов с первоначальной нефтенасыщенностью. Анализ кривых БКЗ заводненных и нефтенасыщенных интервалов показывает на их существенное различие. Кривая зондирования для обводненного пласта имеет более крутую левую ветвь, чем для нефтеносных (под углом, близким к  $60^\circ$ ). Как правило, обводненные пласты характеризуются малой зоной проникновения промывочной жидкости или полным ее отсутствием (двухслойная кривая БКЗ).

Уменьшение диаметра зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости против пластов, обводненных пресными нагнетаемыми водами, по сравнению с необводненными объясняется следующим: 1) понижением фазовой проницаемости фильтрата промывочной жидкости в пласт, обводненный пресными нагнетаемыми водами, из-за набухания глинистого материала в поровом пространстве коллекторов при поступлении в них пресной воды; 2) меньшими перепадами давления в системе скважина — обводненный пласт, так как пластовые давления месторождений, разрабатываемых с помощью внутриконтурного и законтурного заводнений, превышают первоначальные на 2-3 МПа (например, Западная Сибирь). Встречаются даже самоизливы скважин из обводненных продуктивных пластов, что подтверждается данными резистивиметрии. По данным кавернометрии фиксируется уменьшение толщины глинистой корки против обводненных пластов.

Данные ВДК, позволяют определять характер насыщенности пластов, а также выделять интервалы их обводнения пресными нагнетаемыми водами. Обычно водонасыщенные пласты характеризуются более высокими значениями диэлектрической проницаемости ( $\epsilon = 17 \div 35$ ), чем нефтеносные.

Обводнение пластов на поздней стадии разработки залежи устанавливается однозначно по целому ряду признаков: резкому снижению амплитуды ПС, высокому, нехарактерному для данного продуктивного пласта, удельному сопротивлению; значительному охлаждению интервала обводнения. Обычно такие пласты считают полностью водонасыщенными с учетом их остаточной нефтенасыщенности. Однако отдельные их пропластки могут содержать нефть, что определяется с помощью диэлектрического метода. Это имеет немаловажное значение при оценке выработки пластов, установлении зон целиков нефти и переводе скважин под нагнетательные.

Неплохие результаты при выделении заводненных пластов в некрепленых скважинах получены по данным опробователя на кабеле. Нефтеносные и заводненные коллекторы различаются по компонентному

составу газа. Считается, что закачиваемая вода при движении по первоначально продуктивному пласту контактирует с нефтью и обогащается метаном. В пробах из заводненного пласта содержание метана в углеводородном газе составляет 65-95%, а из нефтеносных пластов – 30-60%.

Однако существенным ограничением применения опробователей на кабеле является наличие глубоких зон проникновения фильтрата промывочных жидкостей, так как зона дренирования при отборе проб не превышает 25-30 см. В связи с этим, если размеры зоны проникновения больше радиуса дренирования, то проба будет представлена фильтратом промывочной жидкости и, как следует из физических основ рассматриваемого метода, содержание метана будет низким, следовательно, заводненный интервал пласта ошибочно может быть принят за нефтеносный. Таким образом, при выдаче заключений о характере насыщенности коллекторов по результатам анализа проб необходима информация о размерах зон проникновения промывочной жидкости. Она может быть получена по результатам комплекса методов электрометрии скважин.

Дополнительной информацией для выделения обводненных продуктивных пластов может служить скорость расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости против заводненных и нефтеносных (у водоносных она выше, чем у нефтеносных) по данным импульсных нейтронных методов. Для этого в промывочную жидкость добавляют боропродукты или другие химические соединения с аномальными нейтронными свойствами. Проводимые отбор проб и контроль за вытеснением фильтрата промывочной жидкости, помимо обязательного комплекса ГИС позволяют повысить эффективность выделения обводненных коллекторов, в скважинах, выходящих из бурения до 90 %.

Еще одним методом, используемым при определении водонасыщенных интервалов является *метод изотопов*. Определение водонасыщения коллекторов основано на использовании различной фазовой проницаемости водо- и нефтенасыщенных частей пласта по отношению к нефти и воде. В нефтеносную и водоносную части пласта закачиваются активированные жидкости, избирательно проникающие в эти части пласта, в большей степени



активированная вода проникает в водоносную часть пласта (фазовая проницаемость). При закачке раствора в водоносную часть пласта с водами, содержащими ионы кальция и магния (соленая вода), в результате обменной реакции образуются кальциевые и магниевые соединения, которые выпадают из раствора и закупоривают поры коллектора. Благодаря этому проникновение активированного раствора в водоносный пласт будет неглубоким. В нефтеносную часть пласта активированная жидкость проникает на значительную глубину и в большом объеме, так как содержание ионов кальция и магния в остаточной воде относительно невелико. Данный метод обладает большим преимуществом – он может обеспечить любую большую дифференциацию радиоактивности водоносной и нефтеносной частей пласта. Метод не зависит от степени минерализации пластовых вод и успешно применяется при закачке пресной воды. Однако метод не получил значительного распространения вследствие сложности предварительной подготовки скважины для исследований (остановка скважины, подготовка активированной жидкости, промывка и т.п.).

Существует еще один метод, применяющий радиоактивные индикаторы. Сущность способа такова: с пулей перфоратора в пласт вводится химический реагент с добавкой малого количества изотопа гамма-излучателя. Данный реагент взаимодействует только с водой (вымывается ею). После вскрытия пласта с такими пулями производятся измерения ГК. На диаграммах против посадки индикатора в пласт записываются резко выраженные пики. Затем скважина эксплуатируется и затем проводится вторичное измерение путем спуска прибора в фонтанные трубы или в межтрубное пространство. На кривых ГК против обводненных интервалов пласта пики исчезают, так как химический реагент с гамма-активным веществом вытесняется из пласта в результате взаимодействия с водой. В частях, где происходит приток нефти или вообще отсутствует, индикаторы сохраняются в пласте и отмечаются пиками на ГК.

Также используется метод ИНГК при изучении измененной минерализованным раствором прискважинной зоны пласта. В процессе бурения скважины на минерализованном растворе в коллекторах образуется зона проникновения минерализованной жидкости. После прекращения фильтрации воды из ствола скважины в пласт в интервале пласта, заводненном закачиваемой пресной водой, вследствие гравитационного перераспределения, или под действием обратной фильтрации по пласту происходит вытеснение минерализованного фильтрата — расформирование зоны проникновения. В нефтенасыщенной части пласта процесс расформирования зоны проникновения раствора практически не наблюдается, либо протекают с существенно меньшей скоростью. Повышенные значения временных замеров, выполненных методом ИНГК, свидетельствуют о заводнении нефтеносного пласта пресными водами. Этот способ очень трудоемкий. Тем не менее, он эффективно применяется для выделения заводненной части пласта.

Метод ИНГК может применяться в варианте метода временных замеров. При этом в эксплуатируемые пласты закачивается высокоминерализованная пластовая вода, и проводятся первичные исследования ИНГК. Затем пласты дренируются с помощью компрессора до полного удаления из них минерализованной воды и получения опресненной пластовой воды. В конце дренирования производят повторные измерения ИНГК. В результате дренирования высокоминерализованная вода замещается опресненной, и заводненные пласты выделяются приращением показаний ИНГК между двумя замерами.

Ультразвуковой метод. Установлено, что нефтеносные и водоносные коллекторы различаются по величинам акустических параметров (скорости распространения продольных и поперечных волн, поглощение акустической энергии и параметр затухания акустического сигнала) независимо от минерализации пластовой жидкости. Основным параметром при оценке

характера насыщения пластов является параметр затухания сигнала. Наиболее перспективен низкочастотный ультразвуковой метод.

По данным метода наведенной активности кислорода. Содержание кислорода и водорода в нефтеносном и водоносном участках пласта различное, главным образом оно зависит от пористости коллектора и различие это составляет 15-17%. На диаграммах гамма-излучения наведенной активности кислорода нефтеносные части пласта выделяются отрицательными аномалиями.

### ***Обсаженные неперфорированные скважины***

Для определения характера насыщенности пластов и выделения обводненных интервалов в неперфорированных скважинах в силу геолого-технических условий комплекс методов достаточно ограничен. Это импульсный нейтрон-нейтронный каротаж, термометрия, широкополосный акустический, метод, стандартные методы радиометрии (НГК, ННК-Т), причем последние играют вспомогательную роль.

Стандартный нейтронный метод ННК-Т нечувствителен к изменению минерализации от 1 г/л (пресные воды) до 16-25 г/л (пластовые воды). Таким образом, стандартные радиоактивные методы (ННК-Т и ГК) используются лишь для учета коллекторских свойств пластов.

Термометрия в неперфорированной скважине служит для получения данных о прохождении охлажденного фронта нагнетаемых вод и, следовательно, об обводнении пластов, особенно пресными водами. Как правило, при значительных эффектах охлаждения и большом охвате залежи заводнением по мощности общим снижением температуры характеризуется весь пласт. Выделить отдельные обводняющиеся интервалы по такой кривой бывает невозможно.

Задачу разделения нефте- и водонасыщенных интервалов можно решить с помощью ИННК. Однако применение его мало эффективно при минерализации вод менее 15 г/л при пористости пласта 20 %.

Эффект разделения водоносных и нефтеносных пластов (минимальное различие), рассчитываемый по макроскопическим сечениям захвата тепловые нейтронов компонентов пород и флюидов, составляет 8-10%. Точность измерений параметров (времени жизни тепловых нейтронов или обратной величины — декремента затухания тепловых нейтронов) для современного уровня аппаратуры 2 %. Следовательно, разделение нефтеводонасыщенных пород в однородных пластах возможно.

В неоднородных же пластах изменение коллекторских свойств, особенно глинистости, а также калиевых полевых шпатов может быть равноценным изменению насыщенности породы.

С 1973 г. для интерпретации стал применяться статистический способ интерпретации (предложенный во ВНИИЯГГе). Он заключается в том, что для сравнения используются не единичные результаты измерений на точках, а средние или вероятностные значения времени жизни тепловых нейтронов  $\tau_{\text{ср}}$  для исследуемых пластов (интервалов) с определенным для них среднеквадратическим отклонением  $\sigma_0$ . Получаемые результаты сравниваются с абсолютной величиной вероятного значения  $\tau_n$  и  $\sigma_0$  в опорном пласте с заведомо известной насыщенностью (чаще всего водоносном). Если те и другие совпадают, то пласт (интервал) считается обводнившимся. Если же средняя величина  $\tau_n$  в исследуемом пласте выше, чем в водоносном, на величину обычной разницы  $\Delta\tau_n$  между заведомо нефтеносным и водоносным пластами, а среднеквадратическое отклонение такое же, как в опорном водоносном пласте, то исследуемый пласт (интервал) оценивается как нефтенасыщенный.

Те же результаты интерпретации на ВНК будут получены, если сравнивать кривые распределения значений времени жизни (или декремента затухания) в опорном и исследуемом пластах. При наличии ВНК распределение в исследуемом пласте будет иметь бимодальный характер одномодальное значение которого совпадает с модальным значением водоносного пласта, а второе соответствует реальному нефтеносному пласту

или, при его отсутствии, отличается от первого модального значения на  $\Delta\tau_n = \pm 5$  мкс (эта величина соответствует реальной погрешности замеров  $\tau_n$ ).

На фронте вытеснения образуется оторочка (вал) осолоненной воды различной протяженности из-за диффузионного обмена между нагнетаемой и связанной водой при опережающей капиллярной пропитке, а также экстракции солей из нефти. Наличие осолоненного вала на фронте вытеснения с минерализацией воды большей, чем минерализация пластовой, приводит к тому, что кривая изменения времени жизни нейтронов становится знакопеременной.

Возможность фиксирования осолоненного фронта методом ИИНК зависит главным образом от фильтрационных свойств продуктивных пластов, а также от периодичности замеров. Хорошие фильтрационные свойства определяют и высокие темпы заводнения (скорости продвижения воды). В таких условиях время прохождения осолоненного фронта может быть очень мало и последний трудно зафиксировать, хотя его наличие подтверждается по геолого-промысловым данным отдельными увеличениями содержания ионов хлора в пластовых водах по сравнению с их начальными значениями.

При меньших значениях фильтрационных характеристик и более низких скоростях вытеснения нефти прохождение осолоненного фронта может быть установлено по данным периодических замеров. Следовательно, очень важно знать характер и темпы выработки изучаемого пласта и выбрать необходимую периодичность исследований. При небольших диапазонах изменения минерализации и, следовательно, малых изменениях самого измеряемого параметра  $\tau_n$  по однократному замеру бывает фактически невозможно дать правильное заключение о характере насыщенности пласта (интервала). Наличие же временных замеров, сравнение их между собой, знание характера изменения  $\tau_n$  для каждого исследуемого интервала позволяет правильно оценивать, на каком этапе выработки или обводнения он находится, и давать верное заключение. Надежность интерпретации возрастает при проведении замеров со строго выдержанной периодичностью

и при прослеживании процесса выработки, начиная с ранней ее стадии, когда есть уверенность в достоверной интерпретации первого замера. Поэтому необходимо проводить фоновые замеры в скважинах, входящих в опорную сеть для исследований ИННК с тем, чтобы они были надежно увязаны с характером насыщенности пластов (интервалов), установленным при бурении.

Накопленный опыт использования метода ИННК для контроля за разработкой месторождений показывает, что он достаточно эффективен при соблюдении методических требований, хорошем качестве замеров, необходимой периодичности исследований и наличии фоновых измерений при известном характере насыщенности. Наиболее результативно его использование в специальной опорной, утвержденной для каждого продуктивного пласта, сети скважин, в которой с заданной периодичностью проводятся замеры ИННК для определения положения ВНК и изменения характера нефтеводонасыщенности.

Использование данных ИННК в комплексе ГИС для решения задач, связанных с контролем за разработкой, даже на качественном уровне существенно повышает их геологическую эффективность и дает возможность получать ценные результаты как по каждой исследуемой скважине, так и в целом по контролируемым пластам.

Практический интерес по данным *контроля за расформированием зоны проникновения* фильтрата промывочной жидкости представляет выделение нейтронными методами продуктивных пластов, обводненных закачиваемыми пресными водами, по скважинам, выходящим из бурения. Для контроля за расформированием зоны в качестве индикаторной жидкости используют водные растворы соединений элементов с аномальными нейтронными свойствами (хлор, бор, кадмий). В этом случае расформирование зоны происходит быстрее в водоносной или обводненной части коллектора, чем в нефтеносной. Это явление основано на различии их фазовой проницаемости по отношению к водным растворам. Так, скорость

фильтрации водных растворов по водоносному или обводненному продуктивному пласту больше, чем по нефтеносному. Фильтрат водных растворов и пластовая или закачиваемая вода смешиваются в поровом пространстве коллектора, что обеспечивает большую скорость вытеснения фильтрата из водоносных или обводненных пластов при расформировании зоны проникновения. В нефтеносном же пласте расформированию зоны препятствуют силы поверхностного натяжения.

Существуют два варианта контроля за расформированием зоны проникновения. В первом вскрытие бурением продуктивной части разреза проводят на промывочном растворе, затворенном на индикаторной жидкости. Потом спускают колонну, цементируют скважину, а затем контролируют расформирование зоны проникновения с помощью временных исследований нейтронными методами (НГК, ННК-Т или ИНГК). Первый замер делают перед или после обсадки скважины колонной, а повторные с периодичностью 10-15 сут. Практически достаточно двух-трех замеров.

Во втором варианте после вскрытия бурением продуктивной части разреза на обычной промывочной жидкости индикаторную жидкость вводят при проработке ствола скважины перед спуском обсадной колонны. Дальнейшие операции аналогичны первому варианту.

В качестве индикаторной жидкости целесообразно использовать водные растворы боропродуктов, так как в случае применения высокоминерализованных вод ухудшается качество промывочной жидкости, из-за чего невозможно проводить полный комплекс электрометрических исследований в скважинах. Кроме этого, микроскопическое сечение захвата тепловых нейтронов у бора в 23 раза больше, чем у хлора.

Как известно, хлор при захвате тепловых нейтронов испускает жесткое  $\gamma$ -излучение и повышает интенсивность вторичного  $\gamma$ -излучения. Бор же, захватывая тепловые нейтроны, испускает  $\alpha$ -излучение, которое не оказывает влияния на результаты скважинных нейтронных исследований. Поэтому при расформировании зоны проникновения минимальными значениями НГК

выделяется нефтеносный пласт, содержащий еще в прискважинной части борсодержащий фильтрат; пласт, обводненный закачиваемой пресной водой, отмечается повышенными показаниями, а в интервале коллектора, насыщенного высокоминерализованной пластовой водой, еще более высокими значениями НГК по сравнению с первым замером. Аналогичная картина получается и при исследовании ИНГК, только замещение борсодержащего фильтрата высокоминерализованной пластовой водой в водоносных породах не оказывает существенного влияния на показания ИНГК.

В обсаженных скважинах *широкополосный акустический метод* (ШАМ) может быть использован для оценки характера насыщенности и выделения обводненных интервалов продуктивных пластов при условии хорошего качества цементирования обсадной колонны, когда цементный камень имеет надежное сцепление с породой и колонной.

Нефтеносная часть пласта фиксируется малыми амплитудами продольных волн на кривых  $A_1$  и  $A_2$  при замерах двумя приемниками, в нефтеводоносной зоне эти амплитуды возрастают и достигают максимальных значений в водоносной части пласта, независимо от минерализации пластовых и нагнетаемых вод.

Для уверенной интерпретации данных ШАМ необходимы сведения о качестве цементирования обсадной колонны, полученные с помощью акустической цементометрии. Участкам некачественного цементирования, которые выделяются повышенными амплитудами  $A_k$  по колонне, низкими амплитудами  $A_n$  и малыми временами  $t_n$  по породе, соответствует резкое снижение значений амплитуд  $A_1$  и  $A_2$  и времен распространения упругих колебаний  $t_1, t_2$ .

### ***Обсаженные перфорированные скважины***

Выделение обводненных пластов (интервалов) в обсаженной перфорированной скважине — одна из наиболее важных задач при контроле за разработкой месторождения. Это определяется, во-первых, тем, что



результаты исследований таких пластов необходимы для принятия оперативных решений при разработке месторождений; во-вторых, обобщение по площади данных об обводнении пластов дает возможность устанавливать его характер и закономерности и осуществлять на практике регулирование разработки.

Кроме того, эту задачу приходится решать постоянно, так как период работы скважины, обводненной продукцией, значительно больше безводного периода.

При выделении обводненных пластов (интервалов) обсаженные перфорированные скважины могут находиться в двух состояниях: работающем и остановленном (скважина задавлена соленой водой большой плотности).

Первый случай наиболее типичен. Обводненные пласты (интервалы) выделяются одновременно с исследованием работающих нефтью пластов (интервалов), поэтому в комплекс ГИС входят методы механической и термокондуктивной расходомерии. Важное значение в данном случае имеют методы, определяющие состав жидкости в стволе скважины — влагометрия, плотностеметрия, индукционная и токовая резистивиметрия и некоторые другие. Потокотерией с их помощью можно оценить, чем работает пласт (интервал).

Термокондуктивная индикация притока в ряде случаев по влиянию на датчик теплофизических свойств флюида позволяет также установить состав жидкости, которой работает интервал. Искажающим фактором для количественной интерпретации данных термокондуктивной расходомерии является двухфазный поток флюидов, для качественного же решения задачи наличие потока, состоящего из двух фаз, наоборот, позволяет выделять работающие интервалы с помощью этого метода, что служит его преимуществом перед механической расходомерией.

Очень эффективной является высокочувствительная термометрия, позволяющая изучать состав флюида не только в стволе скважины, но и в

пласте, особенно в режиме остановленной скважины. В связи с этим данный метод применяют при выделении работающих пластов (интервалов) и оценке состава их продукции, а также технического состояния колонны и цементирования в исследуемом интервале.

При нахождении источника обводнения существует множество условий, когда приходится решать эту задачу. Во-первых, это наличие полного диапазона изменения обводненности (от 0 до 100 %) и различная чувствительность методов определения состава флюида к разным величинам обводненности продукции и т. д. Так, например, влагометрия более чувствительна, чем плотностеметрия, к малым и средним и практически нечувствительна к высоким (более 60—80%) содержаниям воды. Плотностеметрия слабо отражает притоки нефти при высокой обводненности, особенно при измерениях через застойную воду. Кроме того, для определения содержания воды этим методом нужно обязательно знать ее минерализацию (плотность). Индукционная резистивиметрия имеет хорошую чувствительность к слабым притокам нефти при высокой обводненности продукции, а также к изменению минерализации воды, которую необходимо учитывать при интерпретации.

Для практических целей установлены малая, средняя и высокая степени обводненности, имеющие соответственно следующие граничные значения содержания воды в продукции (в %): 0-10, 10-60 и 60-100.

Исходя из технических возможностей геофизических методов, применяемых для контроля за разработкой нефтяных месторождений, следует оговорить, что, поскольку точность измеряемых параметров соответствует 3-5 % содержания воды в продукции, задачу нахождения источника обводнения реально можно ставить при обводненности 5 % и более, хотя в отдельных благоприятных случаях она может быть решена и при 3-5 % содержания воды.

Во-вторых, это широкий диапазон изменения дебитов. Так, только в Западной Сибири, где исследования по контролю за разработкой проводят более чем на 40 нефтяных месторождениях, дебиты скважин, в которых определяют источники обводнения, лежат в пределах от единиц до

нескольких сотен тонн в 1 сут. Условно по величине дебита различают низко-, средне- и высокодебитные скважины. Единых граничных значений дебитов для этих групп скважин не существует. Обычно в каждом добывающем районе их устанавливают, исходя из реального диапазона дебитов.

По наиболее реальным пороговым значениям дебитов, измеряемых современными кабельными расходомерами, целесообразно выделить следующие границы их диапазонов: низких — от 0 до 40 т/сут, средних — 40-150 т/сут и высоких — более 150 т/сут.

В силу недостаточно надежного аппаратного обеспечения, наиболее неблагоприятным для изучения состава и характера потока является исследование низкодебитных скважин. Низкодебитный фонд составляет обычно значительную долю от всего фонда скважин, особенно на более поздних стадиях разработки.

Следует обратить внимание на высокую эффективность результатов измерений термометром в остановленной скважине, особенно в условиях внутриконтурного заводнения. Они помогают установить интервалы прорыва фронта нагнетаемых вод, затрубной циркуляции, установить наличие перетоков между пластами, как это уже было показано, т. е. не только повышают эффективность комплекса ГИС, но и дают ценную дополнительную информацию при исследовании пластов. К сожалению, остановка скважины, запланированная по программе исследований, не всегда осуществима, особенно при низком дебите или высокой обводненности продукции, поскольку это может привести к заводнению и отключению отдельных работающих нефтью интервалов с пониженным давлением и вообще к трудностям при пуске скважины в работу. В связи с этим остановку скважины можно осуществлять только после согласования с нефтедобывающим предприятием.

Определение обводненных пластов (интервалов) в условиях высокого содержания воды (более 60%) в продукции связано своими специфическими трудностями: 1) ухудшением условий притока нефти; 2) понижением

информативности методов определения состава флюидов - диэлектрической влагометрии и гамма-плотностеметрии по просвечиванию;

3) необходимостью проведения дополнительных исследований другими методами, повышающими эффективность решения задачи, например индукционной резистивиметрией, пакерной влагометрией, фотоиндикаторометрией.

Рассмотренные примеры показывают, что определение источников обводнения стандартным комплексом наиболее успешно может быть проведено для скважин со средним и высоким дебитом (более 40 т/сут) при обводненности продукции 5-60%. Сложнее решается задача в низкодебитных скважинах, высокообводненных, а также в первой стадии обводнения (менее 5%). Для исследования низкодебитных скважин, а также интервалов ниже водонефтяного раздела необходимо применять пакерные приборы.

К сложным случаям следует отнести исследования скважин, осваиваемых компрессорным способом. Как правило, это высокообводненные скважины, работающие с невысоким и не всегда устойчивым дебитом. Стандартной методики для исследования таких скважин пока не существует. Изучать их приходится стандартными методами, рассмотренными выше, применяя лишь методику временных замеров в процессе возбуждения скважины для получения дополнительной информации. Эффективность исследования скважин при возбуждении компрессором существенно ниже, чем при возбуждении их другими способами.

Следует отметить, что для получения наиболее достоверных результатов при определении источника обводнения необходимо знать техническое состояние скважины: герметичность колонны выше интервала перфорации и затрубного циркуляцию жидкости этих интервалов.

Информация о заводняемых пластах (интервалах) позволяет при надлежащем ее анализе получать важные выводы, касающиеся не только конкретной исследованной скважины, но и при обобщении материалов по

блокам или площади в целом делать заключения о закономерностях и преимущественных темпах обводнения того или иного пласта, а также той или иной его части (кровли, середины, подошвы).

При исследовании обводненных пластов в обсаженной перфорированной скважине встречается еще одна ситуация — бездействующая добывающая скважина. Это обычно или скважины, находящиеся на капитальном ремонте, или остановленные фонтанные, или насосные с извлеченным оборудованием, или же заглохшие обводнившиеся. Перфорированные пласты в таких скважинах обычно задавлены водой различной (чаще повышенной) минерализации, проникающей в коллекторы на разную глубину. Комплекс ГИС в таких скважинах достаточно ограничен в силу условий проведения измерений. При НКТ источник обводнения устанавливается по следующему комплексу: термометрия, методы «меченого» вещества, ГК. Измерения дополняются локацией муфт и перфорационных отверстий.

Термометрия в остановленной скважине позволяет выделять обводненные интервалы в любой части пласта по минимальному значению температуры на геотерме при условии прохождения в этом районе достаточно охлажденного фронта нагнетаемых вод. Эффективны замеры термометром не позднее 2-3 сут после остановки скважины, пока еще сохраняются аномалии температуры, вызванные дроссельным эффектом (положительные относительно геотермы).

При работе методом «меченого» вещества в качестве такого вещества обычно применяются радиоактивные изотопы железа: ( $Fe^{59}$ ), растворимые в воде, или соленая вода (раствор соли NaCl с высокой минерализацией). Положительные результаты в данном случае получают при исследовании пластов (интервалов) с близкими пластовыми давлениями, в противном случае распределение «меченого» вещества в пластах может дать ложную картину.

В качестве регистрирующих методов для изотопов применяют ГК, сравнивая показания с фоновыми, а для соленой воды — нейтронные методы в стационарном или импульсном варианте.

#### **5.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ВЫРАБОТКИ ПЛАСТА**

К параметрам выработки пласта относятся:

1. коэффициенты текущей и остаточной нефтенасыщенности;
2. коэффициенты вытеснения и нефтеотдачи;
3. коэффициент охвата пластов заводнением;
4. коэффициент выработки запасов нефти.

*Текущая нефтенасыщенность* — степень насыщения порового пространства коллектора нефтью, когда часть ее уже вытеснена водой в процессе эксплуатации.

*Остаточная нефтенасыщенность* - степень насыщения порового пространства коллектора нефтью после полной выработки пласта, когда вся подвижная нефть в порах коллектора замещена водой.

##### ***Определение текущей и остаточной нефтенасыщенности***

Текущая и остаточная нефтенасыщенности характеризуются соответствующими коэффициентами  $K_{н.т.}$  и  $K_{н.о.}$ , которые представляют собой отношение части порового пространства, занятой нефтью, ко всему объему пространства коллектора.

Определение данных параметров производится в необсаженных скважинах с использованием методов ГИС. Один из способов базируется на использовании параметра насыщения

$$P_H = \frac{\rho_{н.п.об}}{\rho_{в.п.об}} = f(K_{н.т.}) \quad (5.1)$$
$$\rho_{в.п.об} = P_{п} \Pi \rho_{см}$$

где  $\rho_{н.п.об}$  — удельное сопротивление нефтеносного пласта,  $\rho_{в.п.об}$  - удельное сопротивление пласта при 100% насыщенности порового пространства смесью пластовой воды с нагнетаемой,  $P_{п}$  — параметр пористости;  $\Pi$  — параметр поверхностной проводимости;  $\rho_{см}$  удельное сопротивление смеси

пластовой и нагнетаемой воды, находящейся в поровом пространстве обводненного пласта;  $m$  – показатель степени, учитывающий структуру порового пространства;  $K_{ГЛ}$  – рассеянная глинистость.

$R_{П}$  определяется из  $R_{П}=f(K_{П})$ , где  $K_{П}$  определяется при использовании таких методов как ПС, РК и АК.  $P$  определяется по формуле.

Основную сложность при таком определении  $K_{н.г.}$  представляет определение величины  $\rho_{см}$ . Величину сопротивления пластовой воды и закачиваемой воды можно определить непосредственно измерив сопротивление проб, полученных из скважины после ее перфорации или при испытании пластов. Если используется опробователь на кабеле, то измеренное значение сопротивления будет соответствовать истинному  $\rho_{см}$ , если выполняется условие – зона проникновения значительно меньше радиуса дренирования.

Другой способ определения  $\rho_{см}$  – методом ПС, при условии отсутствия или незначительного влияния потенциалов фильтрации. Для этого необходимо знать величины диффузионно-адсорбционной активности вмещающих глин и пласта –  $A_{да.пл}$  и  $A_{да.гл.}$ .  $A_{да.гл.}$  может быть установлена по результатам лабораторных исследований образцов глин с введением поправки за пластовую температуру.  $A_{да.пл}$  может быть определена по восстановленной величине амплитуды потенциалов ПС против рассматриваемого обводненного пласта по формуле:

$$A_{да.пл.} = A_{да.гл.} + \frac{\Delta U^e_{ПС.об}}{\lg(\rho_{\phi} / \rho_e)} \quad (5.2)$$

где  $\Delta U^b_{ПС.об.}$  - восстановленная величина амплитуды ПС;  $\rho_{\phi}$  – удельное сопротивление фильтрата;  $\rho_e$  – удельное сопротивление воды.

Первоначальную амплитуду потенциалов ПС можно восстановить по зависимостям  $\alpha_{ПС}=f(\Gamma)$  или по картам  $\alpha_{ПС}$  и по величине  $\alpha_{ПС}$  того же пласта в соседних необводненных скважинах:  $\Delta U^e_{ПС.об} = \alpha_{ПС} \Delta U_{ПС.он}$ . Сопротивление смеси по данному методу определяется по формуле:

$$\lg \rho_{см} = \frac{\Delta U_{ПС.об}^s + (A_{да.зл} - A_{да.пл}) \lg \rho_{\phi} - A_{да.пл} \lg \rho_e}{A_{да.зл} - 2A_{да.пл}} \quad (5.3)$$

где  $\Delta U_{ПС.об}$  – величина амплитуды ПС против обводненного пласта относительно условной нулевой линии глин.

В случае обводнения неоднородного пласта он расчленяется на отдельные, однородные пропластки, для которых уверенно находится удельное сопротивление.  $\rho_{см}$  определяется по той же методике для каждого прослоя отдельно.

При определении параметра пористости обводненных пластов нужно учитывать влияние  $K_{п}$  и  $\rho_{см}$ , поверхностной проводимости глинистых примесей  $K_{ГЛ}$  при использовании зависимости  $R_{п} = f(K_{п}, \rho_{см})$ . Применение таких зависимостей позволяет исключить необходимость введения поправки за поверхностную проводимость, вызванную наличием глинистости в коллекторе. В этом случае  $\rho_{пл}$  при 100% насыщенности его смесью и водой определяется по формуле:  $\rho_{вп.об.} = R_{п} \rho_{см}$ . При оценке коэффициента текущей нефтеносности обводненных продуктивных коллекторов по зависимости  $R_{н.т.} = f(K_{н.т.})$  строят графики для разных значений  $\rho_{см}$ .

Рассмотренная методика определения  $K_{н.т.}$  неприменима:

- При наличии значительных фильтрационных потенциалов
- Если обводненный пласт или отдельный прослой неоднородного пласта расположен среди плотных горных пород.

При наличии потенциалов фильтрации, начальная величина которых соизмерима с величиной диффузионно-адсорбционных потенциалов, была предложена методика разделяющая фильтрационную и диффузионно-адсорбционную компоненты амплитуды ПС и расчета  $\rho_{см}$  по диффузионно-адсорбционной компоненте.  $E_{ПС} = E_{д.а.} + E_{\phi}$  и

$E_{д.а.} = K_{ПС} \lg(\rho_{\phi} / \rho_{см})$ . Когда  $E_{\phi} = 0$ , для определения  $\rho_{см}$  и  $K_{ПС}$  (коэффициент



статической аномалии ПС) достаточно дважды измерить  $E_{да}$  после закачки двух промывающих жидкостей с различным  $\rho_{уд} - \rho_{ф1}$  и  $\rho_{ф2}$ . Составив два уравнения, можно найти неизвестные:  $\lg \rho_{см} = \frac{E_{да.2} \lg \rho_{ф.1} - E_{да.1} \lg \rho_{ф.2}}{E_{да.2} - E_{да.1}}$  и

$$K_{ПС} = \frac{E_{да.1} - E_{да.2}}{\lg(\rho_{ф.1}/\rho_{ф.2})}. \text{ Фильтрационные потенциалы, в связи с образованием}$$

глинистой корочки, затухают во времени по закону:  $E_{ф}(t) = E_{0.ф.} e^{-\alpha t}$ , где  $E_{0.ф.}$  – начальное значение фильтрационного потенциала после закачки в скважину промывочной жидкости данной минерализации,  $\alpha$  – декремент затухания скорости фильтрации во времени,  $t$  – время.

Затухание фильтрационных потенциалов происходит по экспоненте. Диффузия ионов в пористой среде происходит очень медленно и за время, в течение которого происходит затухание  $E_{ф}$  (3-10 часов),  $E_{да.}$  можно считать неизменной. Исходя из этого,  $E_{ПС}$  определяется по формуле:  $E_{ПС}(t) = E_{да.} + E_{0.ф.} e^{-\alpha t}$   $E_{да.}$ ,  $E_{0.ф.}$  и  $\alpha$  – неизвестны.

Если составить третье уравнение при разных  $t$ , то можно определить все три неизвестные. Для этого проводят временные измерения потенциалов ПС в скважине не менее чем при трех разных временах  $t_1$ ,  $t_2$  и  $t_3$ . Интервал между измерениями берут равный 1-2 часам после закачки в скважину бурового раствора разной солености. Время полного затухания  $E_{ф}$  при заполнении их пресной промывочной жидкостью составляет 3-5 часов. В случае заполнения соленой промывочной жидкостью это время будет равно примерно 6-10 часов.

Существует еще один способ определения текущей нефтенасыщенности в открытом стволе скважины – использование данных *диэлектрического метода*. Связь между диэлектрической проницаемостью нефтенасыщенного пласта с коэффициентом водонасыщенности и  $K_{П}$ :  $\varepsilon_{н.п.} = B - CK_{П} + AK_{П}^m e^{-nK_{П}} K_B^{p+qK_{П}}$ , где  $B$  и  $C$  – зависят от  $\varepsilon$  твердой части скелета горной породы и нефти (const);  $A$ ,  $m$ ,  $n$ ,  $p$  и  $q$  – определяются

минерализацией, насыщающего раствора и в зависимости от нее принимают определенные значения (табл.5.1).

Таблица 5.1

Значения коэффициентов А, m, n, p, q при различных минерализациях раствора

Минерализация раствора $C_B$ , г/л	A	m	n	p	q
0	463	1.43	8.84	0.53	1.09
5	408	1.37	6.70	0.50	1.14
10	415	1.33	5.62	0.47	1.15
15	452	1.32	4.99	0.44	1.21

Для нахождения  $K_H=1-K_B$  необходимо знать кроме  $\epsilon$ ,  $K_{П.откр}$  и минерализацию смеси пластовой и нагнетаемой воды.  $K_{П}$  можно оценить по величине  $P_{П}$  или, например, по НГК. Минерализация оценивается по ПС. Относительная погрешность определения  $K_H$  ( $K_B$ ) данным способом составляет не более 15%.

В случае *обсаженных скважин* единым способом оценки  $K_{н.т}$  и  $K_{н.о}$  является методика, основанная на использовании измерений импульсными нейтронными методами (ИННК, ИНГК). В данном случае используется обратная величина времени жизни нейтронов  $\tau_n$  - декремент затухания  $\lambda$   $\lambda = 1/\tau_n$ . Связь декремента затухания  $\tau_n$  с коллекторскими свойствами и нефтенасыщенностью пласта определяется зависимостью

$$\lambda_n = \lambda_{ск}(1 - K_{П}) + K_{П} [\lambda_B + K_H(\lambda_H - \lambda_B)] + K_{гл}(\lambda_{гл} - \lambda_{ск}) \quad (5.4)$$

где  $\lambda_{ск}$  - декремент затухания в скелете породы,  $\lambda_B$  - декремент затухания в воде,  $\lambda_H$  - декремент затухания в нефти,  $\lambda_{гл}$  - декремент затухания в глинах. Эта формула позволяет установить  $K_H$  при соблюдении следующих условий:

- Минерализация воды, насыщающей пласт должна быть больше 50-70 г/л;
- Нефть вытесняется из пласта только минерализованной водой;
- Если пористость горной породы составляет 10-15 %, то минерализация воды в пласте должна быть 200-250 г/л. Если  $K_{П}$  более 15-20%, то

минерализация должна составлять 100-150 г/л. В высокопористых коллекторах можно определять  $K_H$  и при минерализации 50-70 г/л.

$$K_H = \frac{K_{II}(\lambda_B - \lambda_{СК}) - (\lambda'_{II} - \lambda_{СК})}{K_{II}(\lambda_B - \lambda_H)} \quad (5.5)$$

$$\lambda'_{II} = \lambda_{II} - K_{ГЛ}(\lambda_{ГЛ} - \lambda_{СК})$$

где  $\lambda'_{II}$  - декремент затухания, исправленный за глинистость. Чтобы воспользоваться данной формулой нужно знать  $K_{II}$ ,  $K_{ГЛ}$ ,  $\lambda_{СК}$ ,  $\lambda_B$ ,  $\lambda_H$ . Коэффициенты  $K_{II}$  и  $K_{ГЛ}$  определяются по керну или применяя зависимости  $K_n = f(I_n)$ , а  $K_{зл} = f(I_\gamma)$ . Декременты затухания могут быть рассчитаны по результатам химического анализа керна, воды и нефти.  $\lambda_H$  также может быть определена из (5.5) при проведении измерений против пласта с известными  $K_{II}$ ,  $K_H$ ,  $K_{ГЛ}$  и при условии отсутствия глинистых примесей.

При обводнении пласта пресными нагнетаемыми водами можно определить лишь коэффициент остаточной нефтенасыщенности  $K_{н.о.}$ . С этой целью в пласт сначала закачивается минерализованная вода с  $\lambda_{в1}$ , а затем пресная вода с  $\lambda_{в2}$ . В обоих случаях методом ИННК определяют декременты затухания  $\lambda_{п1}$  и  $\lambda_{п2}$ . Коэффициент  $K_{н.о.}$  находится по формуле (5.5), причем величина  $\lambda_{СК}$  находится из соотношения  $\lambda_{СК} = \frac{\lambda_{п2} - \lambda_{в2} K_n}{1 - K_n}$ .

### ***Оценка коэффициентов нефтеотдачи и выработки пласта***

Основным условием разработки месторождений является максимальное извлечение нефти с минимальными затратами. Степень выработки нефти из пласта определяется коэффициентом нефтеотдачи. Различают  $\eta_T$  - коэффициенты нефтеотдачи текущий, конечный и заводненной части пласта.

Текущий коэффициент нефтеотдачи равен отношению добытой нефти  $Q_H$  на данный момент времени к ее геологическим запасам  $\eta_T = \frac{Q_H}{Q_{геол. зап.}}$ .

Коэффициент конечной нефтеотдачи равен отношению извлекаемых запасов нефти к ее геологическим запасам  $\eta_{кон} = \frac{Q_{н. изв.}}{Q_{геол. зап.}}$ . Коэффициент текущей

нефтеотдачи заводненной части пласта равен отношению добытой нефти в заводненной части пласта на определенный момент времени к геологическим запасам нефти в этом интервале  $\eta_{зав} = \frac{Q_{н.зав.}}{Q_{геол.зап.зав.}}$ .

Знание коэффициентов нефтеотдачи необходимо для установления эффективности испытаний системы разработки месторождения и целесообразности применения вторичных методов повышения нефтеотдачи пластов, на которую влияют многие природные и эксплуатационные факторы: емкостно-фильтрационные характеристики коллектора, физико-химические свойства нефти и воды, зональная и послойная неоднородность пластов и их температур, режим работы залежи, величина пластовых давлений и др. В значительной степени нефтеотдача зависит от типа вытесняющего флюида. Наименьшая нефтеотдача 0.1-0.3 характерна для вытеснения нефти газом, выделяющимся из нее – так называемый режим растворенного газа. Если вытеснение нефти происходит под действием свободного газа из газовой шапки (режим газовой шапки), то нефтеотдача составляет 0.3-0.5. При вытеснении нефти водой, нефтеотдача достигает 0.4-0.85.

В период заводнения отдельных участков залежи нефтеотдачу определяют с помощью формулы:  $\eta_{зав} = K_{охв} K_{выт}$ , где  $K_{охв}$  – коэффициент охвата заводнением (отношение заводненной мощности пласта к первоначальной). Данные по коэффициенту охвата можно получить только при использовании ГИС. Мощность заводненной части продуктивного пласта можно оценить по результатам методов электрометрии, радиометрии и акустического. Если определяется величина текущей нефтеотдачи  $K_{н.т.}$ , вводится коэффициент текущего вытеснения  $K_{выт.т} = \frac{K_n - K_{н.т.}}{K_n}$ , если необходимо определить коэффициент конечной нефтеотдачи, то  $K_{выт.к.} = \frac{K_n - K_{н.о.}}{K_n}$ .

При расчете  $K_{выт.}$ ,  $K_{н.т.}$ ,  $K_{н.о.}$  можно определить по математическим исследованиям методами ГИС скважин, пробуренных в частях залежи, где

прошел фронт нагнетаемых вод. Начальную нефтенасыщенность так же можно определить еще и в необводненных частях.

Существует тесная связь между  $K_{\text{выт}}$  и  $(K_{\text{п}}, K_{\text{пр}})$  для низкопористых и низкопроницаемых пород. При увеличении пористости (от 17 до 35%) и проницаемости ( $0.204 \text{ мкм}^2$  и более), увеличивается и  $K_{\text{выт.к}}$  до 0.7-0.75 по сравнению с 0.5-0.65 для горных пород с более плохими коллекторскими свойствами. С помощью зависимостей  $K_{\text{выт.к}}=f(K_{\text{п}})$  и  $K_{\text{выт.к}}=f(K_{\text{пр}})$  можно установить среднее значение  $\eta_{\text{н}}$  для коллекторов с  $K_{\text{пр}}=0.102-0.51 \text{ мкм}^2$ .

Определить  $K_{\text{выт}}$  по геофизическим данным до введения пласта в разработку можно осуществлять по результатам исследований микроэлектрическими методами (МБК, МК), которые, обладая небольшой глубиной исследования, охватывают промытую зону, в которой нефть в процессе фильтрации оттеснена от скважины, и, следовательно, измеренное  $\rho$  будет характеризовать пласт, из которого полностью извлечена нефть.

Суть этой методики заключается в вычислении параметра насыщенности  $P_{\text{нас}} = \rho_{\text{к.н.п.}} / \rho_{\text{к.в.п.}}$  (где  $\rho_{\text{к.н.п.}}$  и  $\rho_{\text{к.в.п.}}$  —показания потенциал-микрзонда, соответственно в нефтеносной и водоносной частях пласта), с помощью которого по зависимости  $P_{\text{нас}}=f(K_{\text{в}})$  оценивается остаточная нефтенасыщенность  $K_{\text{н.о}}$ . Затем по формуле  $K_{\text{выт.к}}=1-(K_{\text{н.о.}}/K_{\text{н}})$  рассчитывается коэффициент вытеснения. Однако эта зависимость мало эффективна при большой величине глинистой корки.

Величина  $K_{\text{выт.к}}$  для высокопродуктивных пород в среднем составляет 0.68-0.71. Низкопродуктивные коллекторы характеризуются широким диапазоном 0.2-0.8.

Для расчета нефтеносности необходимо знать коэффициент охвата  $K_{\text{охв}}$ . Его также можно определить только методами ГИС. На величину  $K_{\text{охв}}$  существенно влияют особенности геологического строения залежи и применяемая система обработки залежи.  $K_{\text{охв}}$  сильно зависит от мощности продуктивного пласта в скважине, относительно его средней мощности на участке заводнения коллектора и от времени, прошедшего с начала процесса

заводнения. Если мощность меньше среднего значения, то в 70% скважин  $K_{\text{охв}}=1$ , если больше среднего значения, то  $K_{\text{охв}}=1$  лишь в 20% скважин. Для нефтеносных пластов, где мощность меньше средней  $K_{\text{охв}}=0.9$ , если время от начала заводнения до проведения исследований – менее 5 лет, если времени прошло более 5 лет, то  $K_{\text{охв}}=0.97$ . При мощности больше средней и времени менее 5 лет,  $K_{\text{охв}}=0.57$ .

Так называемый коэффициент выработки запасов или степень выработки зависит от  $K_{\text{охв}}$ ,  $K_{\text{н.о.}}$ , темпа отбора запасов, фильтрационно-емкостных свойств коллектора, физико-химических свойств нефти и закачиваемой воды и мн. др. Величина  $K_{\text{охв}}$  характеризует степень вытеснения из пласта нефти и эффективность осуществляемой системы заводнения. Коэффициент выработки запасов - отношение извлекаемых запасов нефти к вероятным или доказанным запасам. На заключительных стадиях разработки наблюдается определенное соответствие между степенью выработки извлекаемых запасов нефти и обводненностью добываемой продукции, причем по объектам с маловязкой нефтью и сравнительно однородными по проницаемости пластами отмечается опережающее значение степени выработки по сравнению с обводнением продукции, по пластам с более вязкой в пластовых условиях нефтью и с высокой неоднородностью, наоборот, наблюдается опережение роста обводненности продукции над степенью выработки запасов.

## ОСНОВНАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 780 с.
2. Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. Уч. для вузов. – М.: Недра, 1991, - 223с.
3. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И. и др. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений М.: Недра, 1986. – 221с.

## ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов – М.: Недра, 1989. –190с.
2. Орлинский Б.М., Арбузов В.М. Контроль за обводнением продуктивных пластов методами промысловой геофизики. М.: Недра, 1971. – 152 с.
3. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М.: Недра, 1977. –239 с.
4. Султанов С.А. Контроль за заводнением нефтяных пластов М.: Недра, 1974. –224с.
5. Дахнов В.Н., Дьяконов Д.И. Термические исследования скважин. М.: Гостоптехиздат, 1952. – 252 с.
6. Научно-технический вестник. Каротажник - Тверь, изд-во АИС, все выпуски

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Распределение углеводородов по высоте залежи
2. Контуры нефтеносности. Водонефтяная зона залежи
3. Режимы разработки нефтяных месторождений
4. Поддержание пластового давления закачкой воды
5. Поддержание пластового давления закачкой газа
6. Методы теплового воздействия на пласт
7. Вытеснение нефти из пласта-коллектора водой
8. Вытеснение нефти из пласта-коллектора закачиваемыми газами
9. Вытеснение нефти при применении внутривластового горения
10. Методы изучения «приток-состава» в обсаженной скважине и их краткая характеристика
11. Механическая дебитометрия (расходомерия). Принцип измерений и применение
12. Термокондуктивная дебитометрия (расходомерия). Принцип измерений и применение
13. Барометрия. Принцип измерений и применение
14. Термометрия. Принцип измерений и применение
15. Влагометрия диэлькометрическая. Принцип измерений и применение
16. Гамма-гамма плотностеметрия. Принцип измерений и применение
17. Индукционная и токовая резистивиметрия. Принцип измерений и применение
18. Нейтронный активационный метод по кислороду. Принцип измерений и применение
19. Определение дебита и приемистости скважин
20. Изучение профилей притока и приемистости
21. Определение работающих мощностей пласта
22. Определение коэффициента продуктивности и пластового давления
23. Задачи контроля за техническим состоянием ствола скважин
24. Методы контроля технического состояния скважины. Их краткая характеристика
25. Профилеметрия. Принцип измерений и применение
26. Акустические методы оценки технического состояния ствола скважины  
Принцип измерений и применение
27. Метод электромагнитной локации муфт. Принцип измерений, применение
28. Скважинная дефектоскопия и толщинометрия. Принцип измерений, применение
29. Гамма-гамма толщинометрия. Принцип измерений, применение
30. Гамма-гамма цементометрия. Принцип измерений, применение
31. Контроль качества цементирования геофизическими методами
32. Контроль за состоянием колонны и качеством перфорации геофизическими методами
33. Выделение интервалов притока (поглощения) и затрубной циркуляции



34. Определение положения уровня жидкости в межтрубном пространстве
35. Определение толщины парафиновых отложений в межтрубном пространстве
36. Контроль за установкой глубинного оборудования геофизическими методами
37. Методы и задачи контроля за процессами заводнения
38. Изучение начального распределения флюидов в залежи. Определение положения ВНК, ГВК, ГНК
39. Контроль перемещения флюидоконтактов
40. Выделение обводненных продуктивных пластов в необсаженных скважинах
41. Выделение обводненных продуктивных пластов в обсаженных неперфорированных скважинах
42. Выделение обводненных продуктивных пластов в обсаженных перфорированных скважинах
43. Определение текущей и остаточной нефтенасыщенности
44. Оценка коэффициентов нефтеотдачи и выработки пласта