

Федеральное агентство по образованию  
Государственное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Пермский государственный технический университет»

**В.Н. Косков, Б.В. Косков, И.Р. Юшков**

**КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ  
И РАБОТЫ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН  
ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ**

*Утверждено  
Редакционно-издательским советом университета  
в качестве учебного пособия*

Издательство  
Пермского государственного технического университета  
2010

УДК 550.832

К71

Рецензенты:

д-р техн. наук, академик РАЕН *Н.И. Крысин*

(ООО «ПермНИПИнефть»);

доцент *В.Д. Гребнев*

(Пермский государственный технический университет)

**Косков, В.Н.**

К71      Комплексная оценка состояния и работы нефтяных скважин промыслово-геофизическими методами: учеб. пособие / В.Н. Косков, Б.В. Косков, И.Р. Юшков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. – 226 с.

ISBN 978-5-398-00427-4

Рассмотрены основы методов ГИС, используемых при контроле за разработкой залежей нефти и газа геофизическими методами, изложены принципы измерения физических полей в скважинных условиях. Приведены сведения о решаемых задачах и результатах интерпретации геофизических материалов. Описаны приборы и оборудование, используемое для исследования скважин.

Предназначено для студентов очной и заочной форм обучения, изучающих дисциплину «Геофизические исследования скважин» и «Промысловая геофизика» по специальностям ГНГ, БНГС и РНГМ.

УДК 550.832

ISBN 978-5-398-00427-4

© ГОУ ВПО

«Пермский государственный  
технический университет», 2010

# ОГЛАВЛЕНИЕ

---

---

СПИСОК АББРЕВИАТУР И ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	6
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1. ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ .....	11
1.1. Цели и задачи исследований .....	11
1.2. Комплекс методов ГИС.....	17
1.3. Краткая характеристика геофизических методов и приборов .....	23
1.4. Технологии исследований скважин.....	27
2. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ПРИ ЗАВОДНЕНИИ КОЛЛЕКТОРОВ .....	36
2.1. Исследование характера насыщения коллекторов и определение первоначального положения ВНК и ГЖК.....	41
2.2. Контроль за изменением положения ВНК и ГЖК .....	48
2.3. Выделение обводненных продуктивных пластов .....	56
2.4. Определение текущей и остаточной нефтегазонасыщенности продуктивных пластов и коэффициента вытеснения нефти .....	59
2.5. Определение коэффициента нефтеотдачи, коэффициента охвата и степени выработки заводненных интервалов продуктивных пластов .....	62
3. ИЗУЧЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ .....	66
3.1. Расходомерия скважин.....	67
3.2. Определение отдающих и поглощающих интервалов пласта и получение их профиля притока или приемистости .....	70
3.3. Определение мест притока воды в скважину, зон поглощения и затрубного движения жидкости .....	74
3.4. Определение пластового давления .....	82

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ФЛЮИДОВ И УРОВНЯ ЖИДКОСТИ	
В КОЛОННЕ .....	88
4.1. Резистивиметрия .....	90
4.2. Влагометрия .....	91
4.3. Плотностеметрия .....	94
4.4. Кислородный нейтронный гамма-метод.....	97
4.5. Барометрия .....	100
4.6. Шумометрия.....	101
4.7. Термометрия .....	105
5. КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА И ПРИЕМНОСТИ ПЛАСТА.....	110
5.1. Контроль процесса соляно-кислотной обработки .....	110
5.2. Тепловые методы воздействия на пласт.....	112
5.3. Гидравлический разрыв пласта .....	119
5.4. Барохимическое воздействие на пласт.....	123
5.5. Метод акустического и комбинированного воздействия на пласт .....	125
6. ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ .....	129
6.1. Опробование пластов на кабеле .....	129
6.2. Опробование пластов на трубах .....	133
6.3. Определение гидродинамических параметров продуктивных пластов по данным ГИС.....	142
7. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН. ТЕХНОЛОГИЯ ИЗМЕРЕНИЙ И ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ.....	154
7.1. Определение искривления скважин .....	155
7.2. Измерение диаметра и профиля сечения ствола скважины .....	162
7.3. Определение элементов залегания пластов .....	167
8. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН .....	169
8.1. Термометрия для контроля цементирования .....	170
8.2. Метод радиоактивных изотопов .....	171

8.3. Метод рассеянного гамма-излучения .....	171
8.4. Метод акустического каротажа .....	177
<b>9. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН, БУРИЛЬНЫХ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ .....</b>	<b>187</b>
9.1. Установление местоположения муфтовых соединений колонн .....	187
9.2. Выявление дефектов обсадных колонн, участков перфорации и интервалов разрывов колонн .....	190
9.3. Установление внутреннего диаметра и толщины обсадных колонн .....	193
9.4. Определение мест прихвата инструмента и металла в скважине .....	198
<b>10. РЕШЕНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН МЕТОДАМИ ГИС.....</b>	<b>201</b>
10.1. Прострелочно-взрывные работы и опробование скважин в открытом стволе .....	201
10.2. Контроль за установкой глубинного оборудования .....	211
10.3. Выявление парафиновых и солевых отложений.....	213
10.4. Особенности проведения ГИС в эксплуатационных и нагнетательных скважинах.....	215
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>221</b>
<b>СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>222</b>

## СПИСОК АББРЕВИАТУР И ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

---

АК – акустический каротаж  
АКЦ – акустическая цементометрия  
БК – боковой каротаж  
БКЗ – боковое каротажное зондирование  
ВВ – взрывчатые вещества  
ВГД – влагометрия  
ВНК – водонефтяной контакт  
Г – геотермический градиент  
ГВК – газовой контактной  
ГГК – гамма-гамма-каротаж  
ГГП – гамма-гамма-плотномер  
ГГТ – гамма-гамма-толщиномер  
ГГЦ – гамма-гамма-цементометр  
ГДИ – гидродинамические исследования  
ГЖК – газожидкостной контактной  
ГзК – газовый каротаж  
ГИС – геофизические исследования скважин  
ГК – гамма-каротаж  
ГРП – гидроразрыв пласта  
ДК – диэлектрический каротаж  
ДС – диаметр скважины  
ИГН – импульсный генератор нейтронов  
ИНК – импульсный нейтронный каротаж  
ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж  
ИНГК – импульсный нейтронный гамма-каротаж

ИК – индукционный каротаж  
Инк. – инклинометрия  
ИПТ – испытания пластов с помощью оборудования на бурильных трубах  
КВ – кавернограмма  
КВД – кривая восстановления давления  
КИИ – комплект испытательных инструментов  
КИН – коэффициент извлечения нефти  
КС – метод кажущегося сопротивления  
ЛМ – локатор муфт  
МАК – модуль акустического каротажа  
МБК – микробочковой каротаж  
МЗ – микрозондирование  
МК – микрокаротаж  
ММА – метод меченых атомов  
Нак. – наклонометрия  
НГК – нейтронный гамма-каротаж  
НК – нейтронный метод (нейтронный каротаж)  
НКТ – насосно-компрессорные трубы  
ННКнт – нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам  
ННКт – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам  
ОГ – отбор проб грунтоносами  
ОПК – опробование пластов приборами на кабеле  
ПГД – пороховой генератор давления  
ПГИ – промыслово-геофизические исследования  
ПЗП – призабойная зона пласта  
ПС – потенциал собственной поляризации скважин  
Рез. – резистивиметрия  
РК – радиоактивный каротаж  
САТ – скважинный акустический телевизор  
СГДТ – скважинный гамма-дефектомер-толщиномер  
Терм. – термометрия  
УВ – углеводороды

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства  
ШАМ – широкополосный акустический метод  
ШМ – шумометрия  
ЯМК – ядерно-магнитный каротаж  
 $K_{п}$  – коэффициент пористости  
 $K_{в}$  – коэффициент водонасыщенности  
 $K_{в.т}$  – коэффициент текущей водонасыщенности  
 $K_{в.о}$  – коэффициент остаточной водонасыщенности  
 $K_{н}$  – коэффициент нефтенасыщенности  
 $K_{н.о}$  – коэффициент остаточной нефтенасыщенности  
 $K_{н.т}$  – коэффициент текущей нефтенасыщенности  
 $\alpha$  – коэффициент поглощения энергии волны  
 $J_{\gamma}$  – интенсивность естественной радиоактивности по ГК  
 $J_{нг}$  – интенсивность радиоактивности по НГК  
 $Q$  – дебит  
 $Q_{н}$  – объем добытой нефти  
 $Q_{н.зап}$  – геологические запасы нефти  
 $Q_{н.изв}$  – извлекаемые запасы нефти  
 $P_{заб}$  – забойное давление  
 $\rho_{п}$  – удельное сопротивление пласта горной породы  
 $\rho_{к}$  – кажущееся удельное сопротивление пласта  
 $U_{с.п}$  – аномалия потенциала скважины  
 $q_i$  – удельный дебит  
 $\eta_{н.т}$  – коэффициент текущей нефтеотдачи  
 $\eta_{н.кон}$  – коэффициент конечной нефтеотдачи  
 $\Delta J_{\gamma}$  – двойной разностный параметр по ГК  
 $\Delta J_{нг}$  – двойной разностный параметр по НГК  
 $\Delta t$  – интервальное время пробега продольной волны



## ВВЕДЕНИЕ

---

---

Геофизические методы исследования скважин (ГИС), базирующиеся на современных физических методах исследования горных пород, используются для изучения геологического строения недр по скважинным разрезам, выявления и оценки запасов углеводородного сырья, использования промыслово-геофизической информации при проектировании, контроле, регулировании, анализе разработки месторождений нефти и газа и оценке технического состояния скважин.

Методы ГИС, используемые в процессе разработки месторождений, существенно отличаются от геофизических работ, проводимых в бурящихся необсаженных скважинах. Это связано с тем, что при разработке месторождений исследуются различные категории скважин при разных режимах их работы, используются различные технологии исследований скважин, так как каждая обсаженная скважина, как объект измерений, требует индивидуального подхода как к методике, так и к интерпретации полученных данных в отличие от исследований необсаженных скважин, для которых в основном используются типовые методики интерпретации материалов ГИС.

Для обеспечения оптимальной производительности добывающих скважин необходимо использование комплексных технологий исследования скважин промыслово-геофизическими методами для выработки рациональной системы разработки нефтяных залежей. Следует отметить, что эти комплексные исследования значительно отличаются от работ, проводимых в бурящихся необсаженных скважинах.

Как известно, высокие темпы развития нефтедобычи на месторождениях платформенного типа достигаются за счет внедрения интенсивных методов разработки с поддержанием пластового давления при законтурном и внутриконтурном заводнении. Поэтому вопросы контроля и регулирования процессов разработки с целью получения запланированного объема добычи нефти и достижения максимально возможного коэффициента нефтеотдачи приобретают первостепенное значение, а достоверное определение параметров выработки нефтяных пластов позволяет решить эти проблемы.

В свою очередь информация о техническом состоянии скважины необходима для получения достоверных сведений о результатах опробования продуктивных пластов и надежного контроля разработки залежей углеводородного сырья.

В связи с важным значением методов ГИС при контроле, анализе и регулировании разработки нефтегазовых месторождений возникает необходимость повысить требования к подготовке студентов геологического профиля. Цель настоящего пособия – дать необходимые сведения об интерпретации и анализе скважинных наблюдений.

Данное учебное пособие состоит из 10 глав. В главах 1–6 описываются в основном методы ГИС и решаемые задачи, связанные с разработкой нефтяных месторождения, а в главах 7–10 – геофизические методы контроля за техническим состоянием скважины. В учебном пособии также рассмотрены физические основы и технические характеристики используемой аппаратуры. В конце каждой главы приведены вопросы для самоконтроля, в конце пособия дан список рекомендуемой литературы.

# 1. ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

---

---

## 1.1. Цели и задачи исследований

В нефтяной и газовой промышленности бурение скважин производят как для поиска и разведки месторождений углеводородного сырья, так и для их эксплуатации. Исследование скважин геофизическими методами проводится в четырех основных направлениях: 1) изучение геологических разрезов скважин; 2) изучение технического состояния скважин; 3) контроль и регулирование процесса разработки месторождений нефти и газа; 4) проведение прострелочно-взрывных и других работ.

Высокие темпы развития нефтедобычи на месторождениях платформенного типа достигаются за счет внедрения интенсивных методов разработки с поддержанием пластового давления при законтурном и внутриконтурном заводнении. Поэтому вопросы контроля и регулирования процессов разработки с целью получения запланированного объема добычи нефти и достижения максимально возможного коэффициента нефтеотдачи приобретают первостепенное значение.

Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений включает в себя комплекс геофизических исследований в действующих скважинах, размещенных в пределах эксплуатируемой залежи. Методами ГИС решаются задачи разработки нефтегазовых месторождений общего характера (определение

начального положения и наблюдение за перемещением водо-нефтяного и газожидкостного контакта (ВНК и ГЖК) в процессе вытеснения нефти и газа из пласта при заводнении и других способах воздействия на него; наблюдение за перемещением фронта нагнетаемых вод по пласту) и детальных исследований (уточнение геологического строения месторождения; изучение эксплуатационных характеристик пластов – выделение интервалов притока и приемистости, определение работающих толщин пласта, продуктивности и пластового давления; контроль за процессами интенсификации притока и приемистости пластов; оценка коэффициентов текущей и конечной нефте- и газонасыщенности и нефте- и газоотдачи пластов; оценка текущих запасов углеводородов).

Геофизические исследования, результаты которых используются для контроля за обводнением залежей нефти и газа, можно разделить на три группы. Первая группа включает в себя исследования в необсаженных скважинах, пробуренных после значительного периода разработки залежи. Основным методом исследования – электрокаротаж. Вторая группа – геофизические исследования в интервале коллекторов в обсаженных скважинах в основном нейтронными методами. Третья группа объединяет методы ГИС, позволяющие осуществлять контроль за обводнением коллекторов по изменению состава жидкости и скорости потока по стволу работающей скважины в интервале пластов, вскрытых перфорацией и др.

Скважины представляют собой основную составляющую системы разработки, так как по ним осуществляется подъем из недр нефти и газа и с их помощью получают необходимые сведения о залежах углеводородов (УВ). По своему назначению

они подразделяются на добывающие, нагнетательные, специальные и вспомогательные.

Добывающие скважины предназначены для добычи нефти, газа и попутных компонентов, а нагнетательные скважины – для нагнетания в пласт различных агентов с целью обеспечения эффективной разработки залежей. Специальные (контрольные и оценочные) скважины предназначены для оценки нефтегазонасыщенности и других параметров пластов и для контроля за процессами, протекающими в пластах. Пьезометрические скважины служат для проведения наблюдений за изменением в них пластового давления. Наблюдательные скважины предназначены для наблюдения за характером вытеснения нефти из пластов – за перемещением ВНК и ГЖК и за изменением нефтегазоводонасыщенности пластов. К числу вспомогательных скважин относят водозаборные и поглощающие скважины.

Контроль за разработкой месторождений нефти и газа осуществляется методами ГИС на протяжении всего времени эксплуатации скважин. Следует отметить, что результаты исследования технического состояния скважин также используются для контроля за разработкой залежей углеводородного сырья.

В настоящее время методами ГИС решаются следующие задачи:

1. Исследование процессов вытеснения нефти и газа из продуктивных пластов.
2. Определение мест притока воды в скважину, зон поглощения и затрубной циркуляции жидкости.
3. Определение положения ВНК и ГЖК и контроль за их перемещением.
4. Установление уровня жидкости в межтрубном пространстве.

5. Выделение обводненных продуктивных пластов.

6. Исследование состава флюида в стволе скважины.

7. Исследование процессов интенсификации притока и приемистости пласта (соляно-кислотная обработка, тепловые методы воздействия на пласт, зоны гидроразрыва и др.).

8. Изучение эксплуатационных характеристик пласта (интервалы притока и приемистости, работающие мощности пласта, пластовое давление и др.).

9. Определение коэффициентов текущей и остаточной нефтегазонасыщенности продуктивных пластов и оценка их нефте- и газоотдачи.

При извлечении углеводородов из пласта они частично выделяют парафин, смолы и соли, образуя на поверхностях насосно-компрессорных труб и эксплуатационной колонны парафиновые и солевые пробки, что приводит к снижению дебитов нефти и газа. Вследствие нарушения герметичности колонны и цементного кольца в скважину может поступать посторонний флюид, не связанный с выработкой конкретного продуктивного пласта, или же нагнетаемая жидкость будет уходить за пределы намечаемого для закачки объекта.

Изучение технического состояния скважин проводится на всех этапах их действия: в ходе бурения, перед вводом в эксплуатацию и в процессе эксплуатации. Контроль технического состояния эксплуатационных, контрольных и нагнетательных скважин осуществляется методами ГИС непосредственно после окончания их бурения и цементирования обсадных колонн, а также на протяжении всего времени жизни скважины.

В *открытом стволе* этих скважин проводят измерения традиционными методами ГИС (инклинометрия, каверномет-

рия, профилометрия), а в *обсаженных* – специальными методами (цементометрия, дефектометрия, притокометрия и др.).

В настоящее время с помощью методов ГИС решаются следующие задачи:

1. Определение положения ствола скважины в пространстве (искривления скважин – инклинометрия).

2. Измерение диаметра скважины (кавернометрия).

3. Определение профиля сечения ствола скважин и обсадных колонн (профилометрия).

4. Определение качества цементирования обсадных колонн и состояния цементного камня во времени.

5. Установление местоположения муфтовых соединений колонн, их участков перфорации, толщины и внутреннего диаметра обсадных колонн.

6. Выявление дефектов (отверстий, трещин, вмятин) в обсадных и насосно-компрессорных трубах.

7. Установление интервала разрыва обсадной колонны.

8. Определение мест прихвата бурового инструмента и местоположения металлических предметов в скважине.

9. Контроль за установкой глубинного оборудования и цементных мостов.

10. Выявление и оценка толщины парафиновых и солевых отложений в межтрубном пространстве.

Дефекты в конструкции скважины возникают из-за коррозии стальной колонны, разрушения цементного камня и ухудшения сцепления его с породой и колонной в результате прострелочно-взрывных работ, а также под воздействием агрессивных пластовых и закачиваемых флюидов. При извлечении из пласта углеводороды частично выделяют парафин, смолы

и соли, образуя на поверхностях насосно-компрессорных труб и эксплуатационной колонны парафиновые и солевые пробки, что приводит к снижению дебитов нефти и газа. Вследствие нарушения герметичности колонны и цементного кольца в скважину может поступать посторонний флюид, не связанный с выработкой конкретного продуктивного пласта, или же нагнетаемая жидкость будет уходить за пределы намечаемого для закачки объекта.

Следует также отметить, что весьма важное значение при разработке залежей углеводородного сырья имеют гидродинамические исследования скважин (ГДИ), которые информационно обеспечивают процесс контроля энергетического состояния объектов разработки месторождений углеводородного сырья. Задачей этих исследований является сбор данных для последующего определения коэффициента продуктивности, проницаемости, гидропроводности и других фильтрационных параметров нефтесодержащих залежей. Кроме того, оценка изменений гидродинамических параметров во времени в процессе разработки нефтяных месторождений позволяет проводить мероприятия для наиболее полного извлечения нефти – введение системы поддержания пластового давления (ППД), обработки призабойной части пласта для интенсификации притока и т.д. По данным ГДИ также устанавливается наличие или отсутствие латеральной (по площади) и вертикальной (по разрезу) связи по пласту и между пластами. Однако испытания пластов проводятся далеко не во всех скважинах месторождения. Поэтому в настоящем учебном пособии рассматривается возможность определения гидродинамических параметров в безыспытательных скважинах по данным ГИС (см. подразд. 6.3).



## 1.2. Комплекс методов ГИС

Комплекс исследовательских работ в скважинах определяется с учетом целевого назначения скважин (поисковые, разведочные, эксплуатационные и др.), особенностей геологического разреза (карбонатные или терригенные отложения, высокопористые породы или тонкослоистый разрез и др.) и специфических условий бурения (на высокоминерализованных и непроводящих промысловых жидкостях). Такие комплексы утверждаются в виде типовых и обязательных и действуют как отраслевой стандарт.

Комплекс исследовательских работ включает в себя геофизические, геохимические и гидродинамические методы, предназначенные для исследования геологического разреза скважин, литологического расчленения и выделения и характеристики коллекторов, корреляции разрезов скважин, подсчета запасов УВ и проектирования разработки залежи.

Для геофизического контроля разработки нефтяных и газовых месторождений существуют типовые комплексы методов ГИС двух типов: полные и специальные. Возможности методов ГИС при решении этих задач зависят от геолого-технологических условий эксплуатации залежи в целом и каждой скважины отдельно; от радиуса исследования и технологической характеристики используемой аппаратуры; от конструкции скважины; от применяемой системы разработки залежей и эксплуатационных характеристик коллекторов.

Полные комплексы методов ГИС применяются в основном для решения общих задач контроля разработки нефтегазовых месторождений – для определения коэффициентов текущей

и остаточной нефтегазонасыщенности пласта, эксплуатационных характеристик, выявления затрубных циркуляций и др.

Специальными комплексами методов ГИС решаются отдельные нефтегазопромысловые задачи – контроль за перемещением ВНК и ГЖК в скважинах, оценка технического состояния скважин, определение мощности отдающих и поглощающих интервалов, изучение профиля притока и приемистости, геолого-технологические исследования скважин при выборе оптимального режима работы технологического оборудования и эксплуатации скважин и др.

Эти комплексы ГИС составляются и используются для скважин разного типа (контрольные, действующие и остановленные добывающие, действующие и остановленные нагнетательные и др.), по способу добычи УВ (фонтанные, насосные, газлифтные), степени обводненности добываемой продукции.

Комплекс работ в открытом стволе скважины предусматривает проведение промыслово-геофизических исследований в масштабе глубин 1:500 (табл. 1.1) и детальных (для перспективных интервалов разреза) – в масштабе 1:200 (табл. 1.2).

При выборе оптимального режима работы скважины и определении эксплуатационных характеристик продуктивных пластов и изучении процессов вытеснения нефти и газа из них используются в основном результаты нейтронного, акустического и индукционного каротажа, а также данные по токовой и индукционной резистивиметрии, термометрии, расходомерии, влагометрии и т.д.

Оптимальный комплекс промыслово-геофизических исследований определяется геологическими особенностями залежи, выбранной технологией эксплуатации скважин, особенностями

технического состояния скважин, физическими свойствами флюидов в стволе скважины и эксплуатационных характеристиках продуктивных пластов. Однако в некоторых случаях предусматривается проведение дополнительных исследований в действующих скважинах для получения величин изменяющихся в процессе разработки гидродинамических параметров и сравнения их с первичными данными.

Таблица 1.1

**Типовой комплекс геофизических исследований  
для всего разреза в масштабе глубин 1:500**

Скважины	Характеристика жидкости	Методы *
Поисковые	Пресная промысловая жидкость $\rho_c > 0,3$ Ом·м	Основные: ПС, КС, ГК, ИК, АК, ДС, ГзК, Терм., Инк. Дополнительные: БК, ИК, ОПК, ИПТ
	Соленая промысловая жидкость $\rho_c < 0,3$ Ом·м	Основные: ПС, БК, ГК, НК, АК, ДС, ГзК, Терм., Инк. Дополнительные: КС, ОПК, ИПТ
	Непроводящая промысловая жидкость	Основные: ИК, ГК, НК, АК, ДС, Терм., Инк.
Разведочные	Пресная промысловая жидкость $\rho_c > 0,3$ Ом·м	Основные: ПС, КС, ГК, НК, ДС, Инк. Дополнительные: БК, ИК
	Соленая промысловая жидкость $\rho_c < 0,3$ Ом·м	Основные: ПС, БК, ГК, НК, ДС, Инк. Дополнительные: АК, ИПТ, ОПК
	Непроводящая промысловая жидкость	Основные: ИК, ГК, НК, ДС, Инк. Дополнительные: АК
Эксплуатационные	Пресная промысловая жидкость $\rho_c > 0,3$ Ом·м	Основные: ПС, КС, ДС, ГК, НК, Инк.
	Соленая промысловая жидкость $\rho_c < 0,3$ Ом·м	Основные: ПС, БК, ДС, ГК, НК, Инк.
	Непроводящая промысловая жидкость	Основные: ИК, ДС, ГК, НК, Инк.

\* См. Список аббревиатур и основных обозначений.

Таблица 1.2

**Типовой комплекс исследования перспективных интервалов  
в масштабе глубин 1:200**

Скважины	Характеристика раствора	Методы
<i>Коллекторы порового типа с пористостью больше 10%, в том числе глинистые</i>		
Поисковые	Пресный раствор $\rho_c > 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Основные: ПС, КС, БКЗ, ИК, Рез., МЗ, МБК, ДС, ГК, НК, АК, ОГ Дополнительные: БК, ГГК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, Нак.
	Соленый раствор $\rho_c < 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Основные: БКЗ, БК, ПС, Рез., МБК, ДС, ГК, НК, АК, ОГ Дополнительные: КС, ИК, МЗ, ЯМК, ГГК, ОПК, ИПТ, ИННК, Нак.
	Непроводящий раствор	Основные: ИК, ДС, ГК, НК, АК, ОГ Дополнительные: ГГК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, ДК, Нак.
Разведочные	Пресный раствор $\rho_c > 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Основные: ПС, КС, БКЗ, ИК, Рез., МЗ, МБК, ДС, ГК, НК, АК, ГзК, ОГ Дополнительные: БК, ГГК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, Нак., Терм.
	Соленый раствор $\rho_c < 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Основные: БКЗ, БК, ПС, Рез., МБК, ДС, ГК, НК, АК, ГзК, ОГ Дополнительные: ИК, МЗ, ЯМК, ГГК, ОПК, ИПТ, ИННК, Терм.
	Непроводящий раствор	Основные: ИК, ДС, ГК, НК, АК, ОГ Дополнительные: ГГК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, Нак., Терм.
Эксплуатационные	Пресный раствор $\rho_c > 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Основные: ПС, КС, БКЗ, ИК, Рез., МЗ, ДС, ГК, НК Дополнительные: БК, АК, МБК, ГГК, ДК, ОПК, ИННК
	Соленый раствор $\rho_c < 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Основные: ПС, БКЗ, БК, Рез., МБК, ДС, ГК, НК Дополнительные: ИК, АК, ГГК, ДК, ОПК, ИННК
	Непроводящий раствор	Основные: ИК, ДС, ГК, НК Дополнительные: АК, ГГК, ДК, ИННК, ОПК

## Окончание табл. 1.2

Скважины	Характеристика раствора	Методы
<i>Коллекторы с пористостью меньше 10% и сложным строением порового пространства</i>		
Поисковые	Пресный раствор $\rho_c > 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Основные: ПС, КС, БКЗ, БК, ИК, Рез., МЗ, МБК, ДС, ГК, НК, АК, ОГ Дополнительные: ГГК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, Нак., Терм.
	Соленый раствор $\rho_c < 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Основные: ПС, БК, МБК, Рез., ДС, ГК, НК, АК, ОГ Дополнительные: БКЗ, МЗ, ГГК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, Нак., Терм.
	Непроводящий раствор	Основные: ИК, ДС, ГК, НК, АК, ОГ Дополнительные: ГГК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, ДК, Нак.
Разведочные	Пресный раствор $\rho_c > 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Основные: ПС, КС, БКЗ, БК, ИК, Рез., МЗ, МБК, ДС, ГК, НК, АК, ГзК, ОГ Дополнительные: ГГК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, Нак., Терм.
	Соленый раствор $\rho_c < 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Основные: ПС, БК, МБК, Рез., ДС, ГК, НК, АК, ГзК, ОГ Дополнительные: БКЗ, МЗ, ГГК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, Нак., Терм.
	Непроводящий раствор	Основные: ИК, ДС, ГК, НК, АК, ОГ Дополнительные: ГГК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, Нак., Терм.
Эксплуатационные	Пресный раствор $\rho_c > 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Основные: ПС, КС, БКЗ, БК, Рез., МЗ, ДС, ГК, НК Дополнительные: МБК, АК, ГГК, ДК, ИННК, ОПК
	Соленый раствор $\rho_c < 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Основные: ПС, БК, МБК, Рез., ДС, ГК, НК Дополнительные: БКЗ, АК, ГГК, ДК, ИННК, ОПК
	Непроводящий раствор	Основные: ИК, ДС, ГК, НК Дополнительные: АК, ГГК, ДК, ИННК, ОПК

В комплексе ГИС выделяют основные и дополнительные методы. К основным относят методы, обеспечивающие решение тех или иных задач при наличии широко опробованной методики и обеспеченные серийной аппаратурой, к дополнительным – методы, которые могут быть использованы в тех случаях, когда необходимо получение дополнительной информации для успешного решения рассматриваемой задачи в конкретных геолого-технических условиях месторождения. При этом попутно решаются вопросы по изменению конструкции эксплуатационного оборудования скважин и размещению специальных скважин на месторождении, распределению их по площади залежи, стратиграфическим этажам и объектам разработки, использованию новых методик интерпретации и приборов.

Те или иные комплексы ГИС используются в зависимости от типа скважин, их технологического оборудования, геологических особенностей месторождения, минерализации обводняющей воды, пластового давления и т.п.

Для основных геолого-технологических условий скважин разработаны комплексы ГИС, используемые для решения следующих задач:

– для оценки насыщенности пластов при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений (контроль ВНК или фронта движения закачиваемых вод в нефтеносные пласты, определение коэффициента текущей нефтегазонасыщенности  $K_{н.т.}$ , контроль ГЖК, количественное определение коэффициента газонасыщенности);

– для контроля движения и состава жидкости и газа (определение интервалов притока и поглощения, количественная оценка поинтервальных дебетов, определение фильтрационных характеристик пластов, контроль эффективности процессов ин-

тенсификации пластов, определение интервалов поступления воды и изменения состава жидкости и газа по стволу скважины);

– для контроля технического состояния скважины и режима работы технологического оборудования (определение заколонных перетоков, контроль качества цементирования, контроль состояния обсадной колонны и НКТ, определение глубины расположения пакеров башмаков насосно-компрессорных труб (НКТ), фильтров, интервалов перфорации, определение глубины подвески насосов, определение уровня жидкости, определение интервалов отложения парафина и солей).

### **1.3. Краткая характеристика геофизических методов и приборов**

Геофизические исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин имеют свои специфические особенности, которые связаны с оборудованием устья скважин, спуском-подъемом скважинных приборов, требованиями к их габаритам, методикой проведения самих исследований.

По условиям спуска-подъема скважинных приборов все скважины подразделяются на две группы: неработающие и действующие.

В группу *неработающих скважин* входят:

- обсаженные и зацементированные, выходящие из бурения или капитального ремонта (до их перфорации);
- контрольные с неперфорированными пластами;
- остановленные фонтанные и насосные с извлеченным из ствола технологическим оборудованием (до или после капитального ремонта);
- пьезометрические.

К группе *действующих скважин* относятся:

- эксплуатационные со штанговыми глубинными или электропогружными насосами;
- нагнетательные;
- эксплуатационные с применением фонтанного или компрессорного способов добычи углеводородов.

В *неработающих скважинах* устье негерметизировано и ствол скважины свободен для прохождения скважинных приборов большого диаметра, предназначенных для работы в обсадных колоннах. Неперфорированные скважины обычно заполнены однородной промывочной жидкостью. При работе в остановленных скважинах из-за отсутствия буровой вышки для подъема и спуска скважинных приборов используется специальное спуско-подъемное оборудование (передвижная вышка, тренога или трактор-подъемник).

*Действующие скважины* могут быть без повышенного и с повышенным давлением на устье скважины. Повышенное давление на устье отмечается в фонтанных, компрессорных и нагнетательных скважинах, а также в скважинах с работающими штанговыми или электропогружными насосами. Отсутствие повышенного давления может наблюдаться после отключения штанговых или электропогружных насосов, а также в нагнетательных скважинах в период прекращения закачки воды.

Для контроля за разработкой залежей нефти и газа, техническим состоянием обсаженных перфорированных и неперфорированных, действующих и остановленных скважин применяются специальные комплексы методов ГИС – электрических, электромагнитных, акустических, термических, радиоактивных, механических.



Среди *электрических методов* наибольшее применение получила резистивиметрия.

*Электромагнитные методы* представлены индукционной дефектометрией и магнитной локацией обсадных труб. Индукционная дефектометрия с помощью дефектомера скважинного индукционного (*ДСИ*) позволяет выявить наличие локальных дефектов в обсадных трубах. Магнитный локатор применяют для установления положения муфтовых соединений колонны, глубины спуска насосно-компрессорных труб, положения забоя, а также для определения интервалов перфорации и выявления разрывов и трещин в обсадных колоннах.

Из *радиоактивных методов* при контроле технического состояния скважин наиболее широкое применение получили методы ГГК, НГК, ННКт и метод радиоактивных изотопов.

На регистрируемой кривой ГГК четко выделяются участки с наличием цементного камня за колонной – показания интенсивности рассеянного гамма-излучения  $J_{ГГК}$  понижены по сравнению с участками, содержащими за обсадной колонной промывочную жидкость. Приборы типа *СГДТ-2* и *СГДТ-3* называются гамма-дефектомерами-толщиномерами, они бывают многоканальными и одноканальными. Эти приборы предназначены для одновременного определения качества цементирования обсадной колонны и толщины ее стенок. Прибор *ЦМГА-2* решает такие же задачи, но с помощью комплекса радиоактивного и акустического каротажа.

Для определения положения в скважинах пакеров, глубины спуска насосно-компрессорных труб, положения уровня жидкости и интервалов и толщин парафиновых и солевых отложений используются радиоактивные методы НГК и ННКт.

Качество цементирования скважин также оценивается методом радиоактивных изотопов с замерами двух кривых ГК.

*Акустические методы* используются для оценки качества цементирования и определения технического состояния обсадных колонн с помощью акустических цементомеров типа АКЦ, типа СПАК и низкочастотной акустической аппаратуры АКН-1. Скважинный акустический телевизор (САТ) предназначен для исследования скважин с помощью фотографий, получаемых с экрана кинескопа в виде изображения развертки стенки скважины.

*Методы термометрии* используются в основном для выявления затрубных циркуляций, определения мест негерметичности обсадной колонны. Исследования ведутся термометрами ТЭГ-36, ТР7-651, Т4 и СТД.

*Механические методы*, к которым относятся микрокавернометрия и механическая расходомерия, позволяют оценить изменение диаметра обсадных колонн и установить места негерметичности обсадных труб.

Итак, при геофизическом контроле процессов разработки применяются как методы, входящие в обязательный комплекс ГИС (КС, ПС, кавернометрия, ГК, НГК, ННКт, импульсные методы и пр.) в основном для оценки текущей нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, так и специальные методы ГИС, изучающие эксплуатационные характеристики пластов и техническое состояние скважин с использованием специальных приборов и установок. Сведения о специальных методах исследования скважин приводятся далее в настоящем учебном пособии.

## 1.4. Технологии исследований скважин

Технологии геофизических исследований скважин, находящихся в эксплуатации, используются в основном для решения следующих задач:

- 1) выбор оптимального режима работы скважины и ее технологического оборудования;
- 2) определение эксплуатационных характеристик вскрытого продуктивного пласта;
- 3) исследование процесса вытеснения нефти и газа в пласте.

Оптимальный режим работы скважины выбирается для конкретного объекта исследований (скважина, пласт, залежь) с определением комплекса геофизических исследований и используемого технологического оборудования. При выборе режима руководствуются в основном сведениями о положении ВНК и ГЖК и интегральными гидродинамическими параметрами объекта эксплуатации.

Определение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта включает в себя определение работающих толщин пласта, профилей притока и поглощений, количественных оценок дебитов и гидродинамических параметров (пластовых давлений, температуры, коэффициентов продуктивности и гидропроводности и т.п.).

Исследование процесса вытеснения нефти и газа в пласте проводится для оценки эффективности методов повышения нефтеотдачи и для контроля выработки запасов УВ. Для этого проводят расчленение разреза с выделением продуктивных пластов и их емкостно-фильтрационных параметров, определяют

начальные, текущие и остаточные коэффициенты нефтегазонасыщенности коллекторов, положение ВНК и ГЖК и др.

Комплекс ГИС для выбора оптимального режима работы скважины и для определения эксплуатационных характеристик продуктивных пластов составляют в основном токовая и индукционная резистивиметрия, влагометрия, плотнометрия, термометрия, расходометрия, барометрия и акустическая шумометрия.

Для изучения процесса вытеснения нефти и газа в пласте используются в основном данные радиоактивного каротажа (ГК, НК, ИННК, ИНГК и др.), акустического и индукционного каротажа.

Различают стандартные и индивидуальные технологии исследований. Стандартные исследования проводят по типовым схемам, а индивидуальные – в том случае, если стандартные технологии оказываются неэффективными. К таким технологиям относят процессы химического, термического и гидродинамического воздействия на пласт и технологии, способные решать отдельные задачи интерпретации.

За последнее время отмечается интерес к исследованию скважин для выбора оптимального режима работы технологического оборудования, на работу которого оказывает значительное влияние состав газонефтяной смеси в межтрубном пространстве, положение газонефтяного раздела, уровня жидкости, участки пенообразования и интенсивного отложения парафина и солей в стволе скважины.

Следует отметить, что в нефтегазовой отрасли все интенсивнее внедряются новые технологии и оборудование для исследований скважин, позволяющие решать многие задачи, возникаю-

щие в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений. Рассмотрим несколько новых технологий исследований скважин.

**1. Сопровождение вторичного вскрытия пластов геофизическими исследованиями.** Цель исследований – оперативное обеспечение информацией для выбора оптимальных условий и технологических показателей на начальном этапе освоения скважин с последующим формированием банка данных геолого-технологических условий вскрытия пластов.

Сущность технологии состоит в том, что стандартный комплекс исследования скважин при перфорации (гамма-каротаж и локатор муфт) предлагается дополнить новыми методами: термометрией, барометрией, влагометией, резистивиметрией. В скважинах старого фонда при повторной перфорации пластов рекомендуется проводить профилометрию для исследования изменений диаметра колонны, обусловленных длительной эксплуатацией скважин.

По данным исследований в результате интерпретации определяются следующие параметры:

- гидродинамические характеристики пластов: дебит, коэффициент продуктивности, коэффициент гидропроводности, коэффициент проницаемости;
- состав жидкости в колонне, а также состав притока из пласта в условиях перфорации на депрессии;
- температура в стволе скважины.

При поэтапном выполнении перфорации в условиях депрессии можно определить долю участия каждого вскрываемого перфорацией интервала в общей работе пласта. Все методы ГИС, в том числе гамма-каротаж и локатор муфт, регистриру-

ются одновременно за один спуск-подъем комплексной аппаратурой КСА-Т7М1–36–120/40 или КСА-Т4–36–120/40.

**2. Ультразвуковой метод с помощью портативного расходомера-счетчика ВЗЛЕТ ПР.** Цель исследований – оперативное измерение среднего объемного расхода и объема жидкости в напорном трубопроводе.

Замеряемые параметры:

- средний объемный расход жидкости при прямом и обратном направлении потока;
- объем жидкости, прошедший через трубопровод нарастающим итогом;
- скорость потока жидкости;
- скорость ультразвука в контролируемой жидкости.

Прибор представляет собой времяимпульсный ультразвуковой расходомер. Прибор вырабатывает импульсный электрический сигнал, который при помощи пьезометрического элемента датчика преобразуется в механические колебания ультразвуковой частоты. Механические колебания передаются стенке трубопровода и излучаются в жидкость. Колебания, распространяющиеся по течению жидкости, движутся быстрее, чем колебания, распространяющиеся против течения жидкости. Измерение разности времени распространения сигнала позволяет вычислить скорость потока, расход и объем движущейся жидкости.

В комплексе с расходомером может использоваться ультразвуковой толщиномер для измерения толщины стенки трубопровода и штангенциркуль для измерения диаметра трубопровода. На рис. 1.1 приведен пример интерпретации данных расходомера.

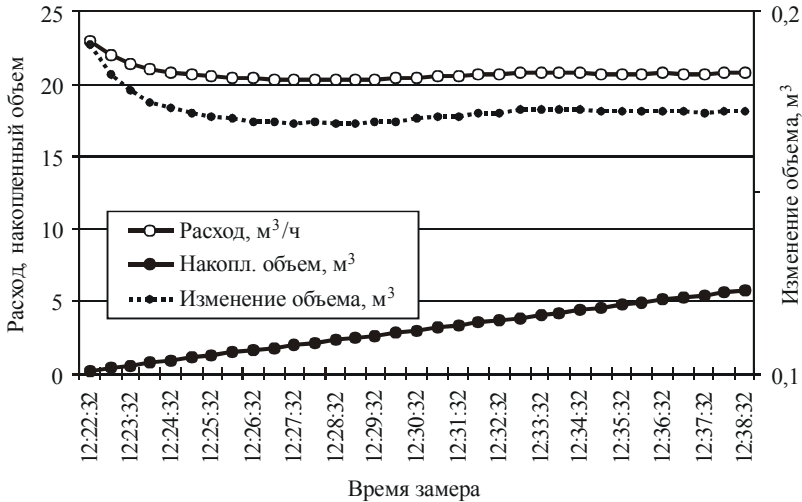


Рис. 1.1. Пример графика расхода и объема жидкости на устье скважины

**3. Повышение информативности комплекса ГИС при производстве кумулятивной перфорации в скважинах.** Цель исследований – выявление статистических данных по характеру преобразований пластовых систем при кумулятивной перфорации.

Пластовые системы являются активными участниками сложных физико-химических процессов, реагирующими на любое техногенное воздействие. При перфорации скважин расчетные и фактические дебиты могут существенно отличаться. Разница может быть как положительная, так и отрицательная. Эти процессы регистрируются термометрией. Градация различия между фоновой термограммой и термограммой после перфорации могут составлять от десятых долей до десятков градусов, что указывает на прошедшие в пласте физико-химические процессы.

По данным исследований в результате интерпретации определяются:

- интервалы преобразований;
- изменение эффективных работающих толщин пласта;
- положительный или отрицательный эффект по будущему дебиту скважины;
- поведение скважины: приток или поглощение, а соответственно коэффициенты продуктивности или приемистости.

Мощные энергетические импульсы воздействия на скелет пласта кумулятивной перфорацией (вне зависимости от типа зарядов) в определенных технологических и геохимических условиях способны трансформировать горные породы как в сторону улучшения, так и в сторону ухудшения коллекторских свойств; по ГИС они регистрируются и распознаются.

**4. Технология воздействия пороховыми газами на пласт в условиях депрессии с проведением ГДИ и отбором проб.** Цель исследований – создание оптимальных условий вторичного вскрытия пластов на месторождениях со сложными геолого-промысловыми структурами, интенсификация добычи за счет увеличения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП).

Порядок проведения мероприятий:

- 1) перфорация скважины;
- 2) проведение обработки интервала перфорации пороховым генератором давления (ПГД);
- 3) проведение ГДИ с КИИ-95 в условиях депрессии;
- 4) определение эффективности воздействия обработки ПГД и новых гидродинамических параметров пласта;
- 5) повторное проведение ГДИ с КИИ-95, расчетный отбор нефти в пространство НКТ;



б) регистрация подъема уровня нефти, отбор глубинных проб при гидростатическом давлении более 10 МПа.

При производстве ПГД-БК в условиях депрессии создается волновой характер воздействия, способствующий раскрытию преимущественно вертикальных трещин, более устойчивых к смыканию после обработки.

**5. Технологии контроля гидроразрыва пластов (УНГ) по ГИС.** Данная технология позволяет:

1) определять скважинные и пластовые условия на момент перфорации и ГРП (пластовое давление, характер насыщения,  $\psi$ -интервалы неоднородности и др.);

2) контролировать процесс перфорации и выделять интервалы пластовых преобразований для внесения коррективов в дизайн ГРП;

3) контролировать технологию процесса ГРП в подпакерной зоне и на устье скважины;

4) производить регистрацию развития гидравлической и закрепленной трещины в скважине;

5) прогнозировать межпластовое развитие трещины ГРП.

Геометрия развития трещины в пласте и пересечение ее скважиной хорошо прослеживается термометрией. Условия неоднородности пласта, пересечение его скважиной в отличном от перпендикулярного направления и традиционного вторичного вскрытия на репрессии формируют иную область первичного гидравлического нагружения.

Пример такой ситуации представлен на рис. 1.2. Трещина ГРП соединила нижний водоносный пласт с продуктивным, на котором проводилось мероприятие.

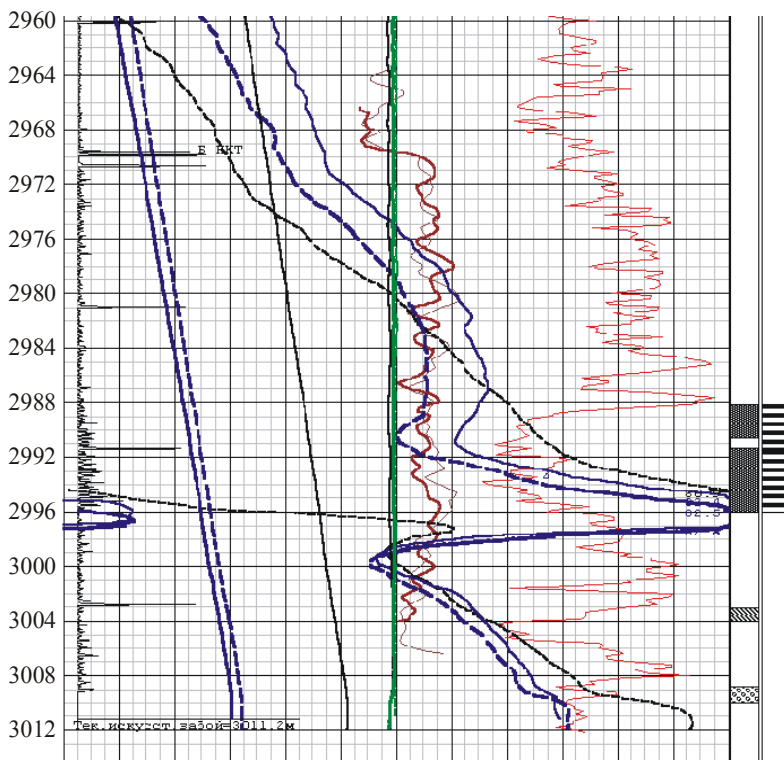


Рис. 1.2. Прорыв трещины гидроразрыва в нижний водоносный пласт

## ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Отличие полных комплексов ГИС от специальных при контроле за разработкой месторождения.
2. Цели и задачи, решаемые методами ГИС при контроле за разработкой месторождения.
3. Обоснование выбора того или иного комплекса ГИС при контроле за разработкой месторождения.

4. Различия типовых комплексов ГИС при решении тех или иных геологотехнологических задач.

5. Физические характеристики продуктивных пластов, подвергающихся наиболее существенным изменениям в процессе разработки.

6. Технологии, используемые при исследованиях скважин.

7. Методические особенности методов ГИС и геофизических приборов, используемых при контроле за разработкой нефтяных месторождений.

8. Техническая разница применения ГИС в разведочных скважинах и в скважинах, находящихся в процессе разработки месторождения.

9. Задачи, решаемые при проведении работ по изучению технического состояния скважин.

10. Методы ГИС, применяемые при изучении технического состояния скважин.

11. Задачи, решаемые при выборе оптимального режима работы технологического оборудования.

12. Назовите скважины, в которых проводятся промыслово-геофизические исследования при процессе контроля за разработкой месторождения.

13. Условия, соблюдаемые при исследованиях в неработающих скважинах.

14. Условия, соблюдаемые при исследованиях в работающих скважинах.

15. Осуществление контроля за процессом эксплуатации нефтегазовых объектов.

16. Задачи и технологии, используемые при геофизических исследованиях действующих скважин.

## 2. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ПРИ ЗАВОДНЕНИИ КОЛЛЕКТОРОВ

---

---

Изучение процесса вытеснения нефти и газа при законтурном и внутриконтурном заводнении месторождений предусматривает:

- исследование характера насыщения коллекторов и определение первоначального положения ВНК и ГЖК;
- контроль перемещения ВНК и ГЖК;
- выделение продуктивных пластов, обводненных пресными и минерализованными водами;
- определение текущей и остаточной нефтегазонасыщенности пластов.

При разработке месторождений нефти и газа используют энергию начальных (статических) и искусственных (дополнительных) пластовых давлений, под действием которых происходит вытеснение нефти и газа из порового пространства пласта в скважину. Однако природные внутренние виды энергии месторождений УВ, особенно нефти, не обеспечивают высокой нефтеотдачи залежей. С целью увеличения нефтеотдачи используют искусственные источники энергии путем закачки в продуктивные пласты воды, газа и других реагентов. Вытеснение нефти водой в настоящее время является основным способом

извлечения нефти как при воздействии, так и без воздействия на пласт.

Движение жидкости в нефтеносном пласте происходит по сложной системе разветвленных поровых каналов разнообразных конфигураций и размеров.

Основными силами, препятствующими совместному движению несмешивающихся жидкостей в поровом пространстве и определяющими величину нефтеотдачи, являются поверхностные (капиллярные) силы, силы вязкого сопротивления (гидродинамические) и сила тяжести (гравитационная), которые действуют совместно.

Расположение и количество остаточной нефти в коллекторах зависит от преимущественной смачиваемости породы водой или нефтью. Менее смачивающая остаточная фаза в виде отдельных капель задерживается в широких частях пор. Более смачивающая вытесняемая фаза, напротив, остается в узких частях пор и в отдельных мелких порах. Каждая из фаз (вода или нефть) движется по своей системе поровых каналов, сохраняя непрерывность, и частица жидкости может переместиться в канал, занятый другой фазой, только при очень больших значениях внешнего градиента давления. Это определяется в основном поверхностными силами.

При вытеснении нефти водой из неоднородных пластов на нефтеотдачу сильно влияют гидродинамические силы (градиент давления). Предельный градиент давления увеличивается при уменьшении проницаемости. Поэтому с повышением градиента давления в пласте возрастает число пропластков, вовлекаемых в фильтрацию, т.е. возрастает коэффициент охвата заводнением.

В однородном пласте вытесняющая вода заполняет в первую очередь мелкие поры, а в неоднородном пласте она занимает более проницаемые участки, где преобладают крупные поры. Причина такого различия состоит в том, что в масштабе пор однородного пласта распределение фаз определяется поверхностными силами, а при переслаивании пластов разной проницаемости – силами вязкого сопротивления и силой тяжести. Однако, заполнив высокопроницаемые зоны, вода начинает впитываться в малопроницаемые участки, вытесняя оттуда нефть. Чем медленнее течение вытесняющей воды, тем больше размер участков, в которых устанавливается капиллярное равновесие вследствие впитывания воды, и нефтеотдача стремится к некоторому пределу.

Таким образом происходит сложный процесс одновременного вытеснения и перераспределения фаз в поровом пространстве коллектора, который в конечном счете не приводит к полному вытеснению нефти замещающей ее водой. При этом водонасыщенность продуктивного пласта увеличивается от остаточной водонасыщенности  $K_{o,v} = 1 - K_n$  при начальной нефтенасыщенности  $K_n$  в незатронутой выработкой его зоне до максимального значения текущей водонасыщенности  $K_{v,t} = 1 - K_{n,o}$ , соответствующей остаточной нефтенасыщенности  $K_{n,o}$  на начальной линии нагнетания воды.

Однако сложный процесс одновременного вытеснения и перераспределения фаз (воды или нефти) в поровом пространстве коллектора не приводит к полному вытеснению нефти замещающей ее водой. В обводняющемся продуктивном пласте при законтурном заводнении выделяют четыре зоны – I–IV (рис. 2.1).

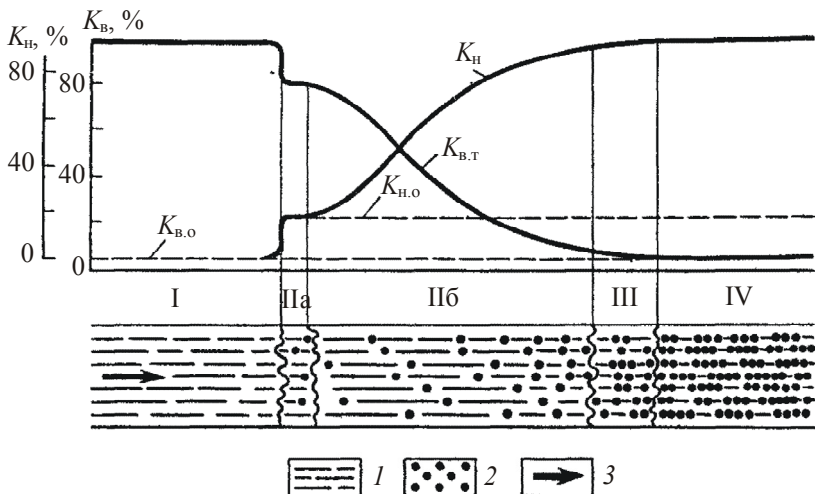


Рис. 2.1. Схема изменения нефте- и водонасыщенности продуктивного пласта при законтурном его заводнении. Характер насыщения порового пространства: 1 – вода; 2 – нефть; 3 – направление движения нагнетаемой воды

Зона I – водоносная часть пласта ниже уровня ВНК, в ней поровое пространство полностью заполнено водой. В зоне II водонасыщенность изменяется от максимальной до значения на фронте вытеснения нефти. Участок IIa находится на начальной линии нагнетания воды и характеризуется остаточной нефтенасыщенностью. Участок IIб представлен зоной водонефтяной смеси, в которой нефть постепенно вымывается. Зона III, размер которой может достигать нескольких метров, – переходная от воды к нефти. Зона IV – невыработанная часть пласта. При внутриконтурном заводнении продуктивного пласта существуют II, III и IV зоны. Участок IIa расположен непосредственно вокруг нагнетательной скважины.

Петрофизические характеристики продуктивных коллекторов претерпевают значительные изменения и не являются постоянными в период разработки залежей УВ. Они существенно отличаются от физических свойств горных пород, установленных для первоначального статического состояния продуктивных коллекторов. Эти отличия обусловлены изменением соотношения нефти, газа и воды в поровом пространстве за счет появления нагнетаемой воды, непостоянством минерализации остаточной и свободной воды при нагнетании в пласт пресных вод, изменением температуры пластов в процессе их эксплуатации и др.

Контроль перемещения контура нефтеносности, вызванного отбором нефти и замещением ее пластовой либо закачиваемой в пласт водой, осуществляется с установленной периодичностью в скважинах, расположенных вблизи текущего контура нефтеносности. По результатам этих работ уточняется текущее положение контура нефтеносности, определяется скорость его перемещения, оценивается текущая и остаточная нефтенасыщенность пласта, принимаются меры по ликвидации прорыва воды на отдельных участках залежи.

Основными методами исследования процесса вытеснения нефти являются методы радиоактивного каротажа (ГК, НГК, ННКт, ИННК и ИНГК), термометрия и широкополосный акустический каротаж. На рис. 2.2 приведен пример источника обводнения в перфорированной скважине методами ГИС. В настоящее время основным типом аппаратуры, с помощью которой устанавливается местоположение ВНК и ГЖК, является импульсный генератор нейтронов (ИГН).



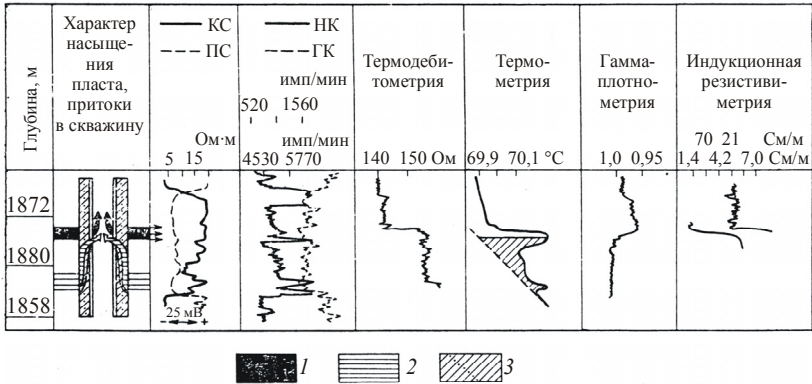


Рис. 2.2. Определение источника обводнения различными методами ГИС: 1 – нефтеносный пласт; 2 – водоносный пласт; 3 – зона затрубной циркуляции

Следует отметить, что с уменьшением минерализации пластовой или закачиваемой в пласт воды возможность установления местоположения ВНК нейтронными методами резко ограничивается. При минерализации воды < 25 г NaCl на 1 л эта задача практически не решается.

## 2.1. Исследование характера насыщения коллекторов и определение первоначального положения ВНК и ГЖК

Оценка характера насыщения коллекторов и первоначального положения ВНК и ГЖК в необсаженных скважинах сводится к разделению коллекторов на продуктивные, из которых при испытании получают промышленный приток нефти или газа, и водоносные, дающие чистую воду, воду с пленкой нефти или признаками газа. Решается задача о целесообразности спус-

ка колонны в еще не обсаженную скважину и опробование промышленных нефтегазоносных объектов.

Первоначальное положение ВНК и ГЖК устанавливается комплексом методов ГИС в основном по показаниям методов КС зондов большого размера и нейтронных методов (НГК, ННК<sub>т</sub> и НГК<sub>с</sub>) в необсаженных скважинах (рис. 2.3).

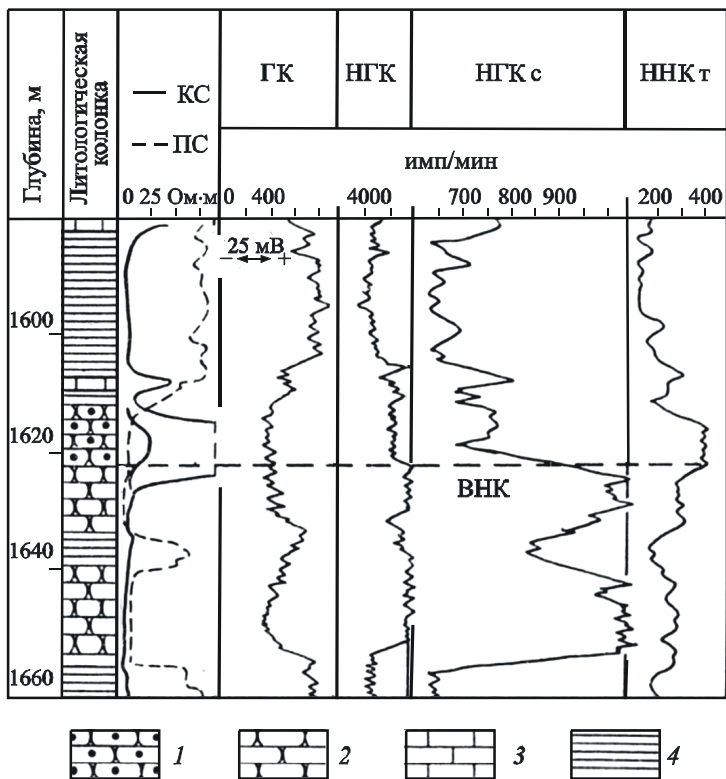


Рис. 2.3. Пример выделения водоносных коллекторов и определения положения ВНК по данным нейтронных и электрических методов: 1 – нефтеносный песчаник; 2 – водоносный песчаник; 3 – известняк; 4 – глина

Оценка характера насыщения коллектора основана на определении удельного сопротивления  $\rho_n$  породы в ее неизменной части и на сравнении полученных значений  $\rho_n$  с критическими величинами  $\rho_n^*$ , характеризующими для исследуемых коллекторов границу между коллекторами промышленно продуктивными и непромышленными. В наиболее простом случае водоносные коллекторы имеют низкое удельное сопротивление, а нефтегазоносные – высокое. Наиболее точное определение  $\rho_n$  по диаграммам БКЗ возможно лишь для достаточно мощных и однородных объектов. При наличии плотных высокоомных прослоев в пласте-коллекторе  $\rho_n$  необходимо получать по диаграммам  $\rho_{эф}$  индукционных (ИК) и экранированных (БК) зондов. Благоприятным условием определения  $\rho_n$  является наличие неглубокого проникновения бурового раствора в пласт.

При сопоставлении нормализованных по пористости кривых сопротивлений БК или ИК с кривой НГК или  $\Delta t$  (АК) нефтенасыщенные коллекторы отмечаются существенным увеличением показаний  $\rho_{эф}$  на кривой по сравнению с базисной кривой пористости при практическом совпадении сравниваемых графиков в водоносных коллекторах и плотных породах (рис. 2.4).

Для большей части продуктивных коллекторов характерно снижение во времени показаний зондов со средним и большим радиусами исследования на диаграммах повторных измерений. По методике каротаж – испытание – каротаж продуктивный коллектор выделяется по значительному увеличению показаний  $\rho_{эф}$  на диаграмме БК или ИК, зарегистрированной после испытания в данном интервале (рис. 2.5).

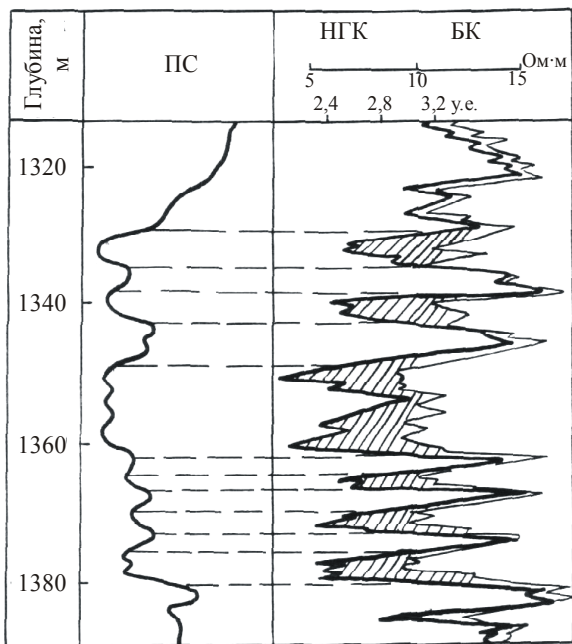


Рис. 2.4. Выделение коллекторов (штриховка) в карбонатном разрезе способом нормализованных диаграмм БК и НГК

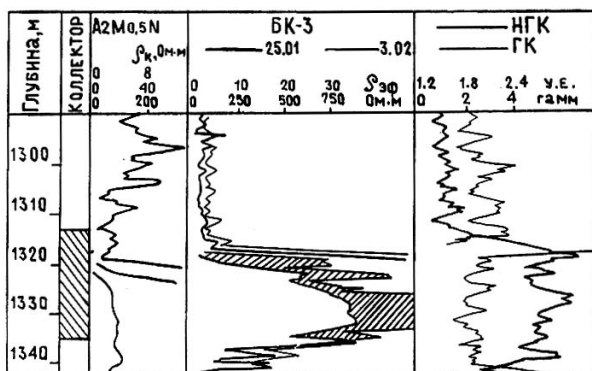


Рис. 2.5. Выделение коллектора в карбонатном разрезе способом картаж – испытание – картаж

Весьма перспективны временные исследования обсаженных скважин нейтронными и низкочастотными акустическими методами с целью выделения продуктивных коллекторов на основе изучения процесса расформирования зоны проникновения в коллекторах (рис. 2.6).

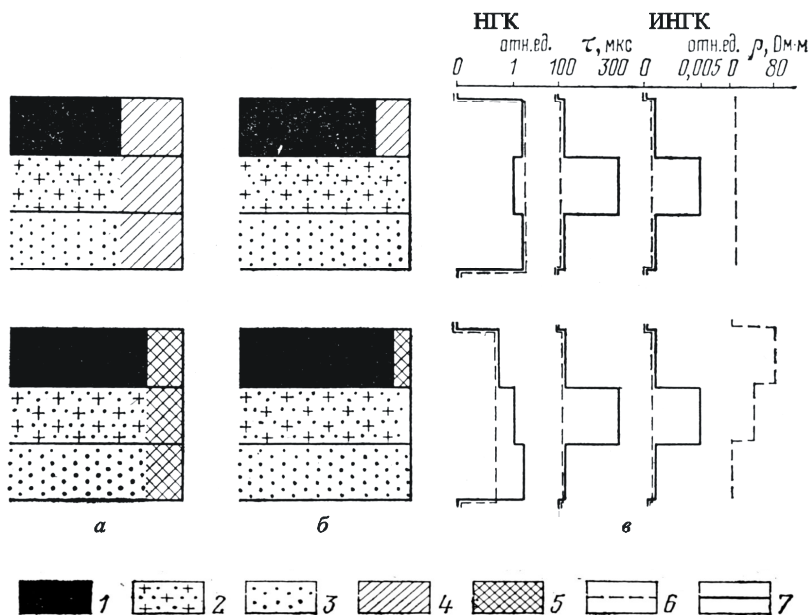


Рис. 2.6. Выделение нефтеносных и водоносных коллекторов на разной скорости расформирования зоны проникновения. Распределение жидкости в пласте: *а* – при бурении скважины; *б* – в процессе расформирования зоны проникновения; *в* – результаты геофизических исследований. Песчаники: 1 – нефтеносные; 2 – насыщенные пресной водой; 3 – насыщенные пластовой водой; зона проникновения: 4 – пластовой воды, 5 – боросодержащего фильтрата; значения измеряемых параметров: 6 – до расформирования зоны проникновения; 7 – в процессе расформирования зоны проникновения

Нефть и газ в равной степени неэлектропроводны и поэтому по данным электрокаротажа невозможно различить газо- и нефтесодержащие коллекторы. В то же время в пластах, содержащих нефть и газ, положение газонефтяного контакта необходимо установить до испытаний, чтобы отдельно испытать интервалы пласта с различным насыщением. Одновременное испытание нефте- и газоносных интервалов не позволяет получать однозначный результат, так как может наблюдаться приток более подвижного флюида (газа) при отсутствии признаков другого флюида. При небольшой глубине (10–20 см) проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласты, которые не превышают глубин исследования методами акустического и нейтронного каротажа, выделение ГНК или ГВК проводят по увеличению показаний  $J_{ny}$ ,  $\Delta t$ ,  $\alpha$  или уменьшению амплитуд упругих волн при переходе от нефтеносной (водоносной) к газоносной части пласта (рис. 2.7). Изменение величины этих параметров объясняется меньшей скоростью распространения и большим затуханием упругих волн, а также меньшим водородосодержанием газоносных пластов по сравнению с нефте- и водоносными.

Если определить характер насыщения отдельных коллекторов в разрезе скважины по кривым ГИС не удастся, для установления продуктивности коллекторов используют данные прямых методов – газометрии, испытаний пластов на трубах и кабеле.

Первоначальное положение ВНК и ГЖК устанавливается комплексом методов ГИС: в необсаженных скважинах – в основном методами КС и реже методами радиометрии, в обсаженных скважинах – методами радиоактивного каротажа и отчасти термометрии.

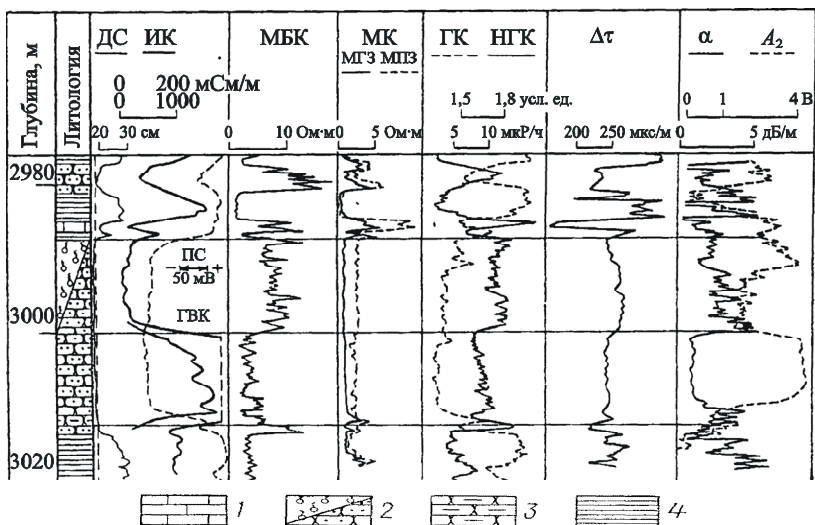


Рис. 2.7. Определение ГВК по изменениям показаний ИК, НГК и АК в случае неглубокой зоны проникновения: 1 – карбонатные породы; 2 – песчаник газонасыщенный; 3 – песчаник глинистый; 4 – глина

Если пласт-коллектор насыщен нефтью или газом только в верхней части, что наблюдается в водонефтяной зоне «водоплавающей» нефтяной залежи, то по данным электрометодов устанавливают положение водонефтяного (ВНК) для нефтеносного или газожидкостного (ГЖК) контактов для газоносного коллектора. Контакт нефть – вода в природных коллекторах не является четким, переход от нефтегазонасыщенной к водоносной части пласта происходит постепенно на некотором интервале, который называется переходной зоной. Переходная зона в зависимости от геологического характера пласта и физико-химических свойств нефти и пластовой воды имеет мощность от одного до десятка метров; чем больше проницаемость пласта и чем мень-

ше разница в плотностях нефти и воды, тем при прочих одинаковых условиях меньше мощность переходной зоны (рис. 2.8).

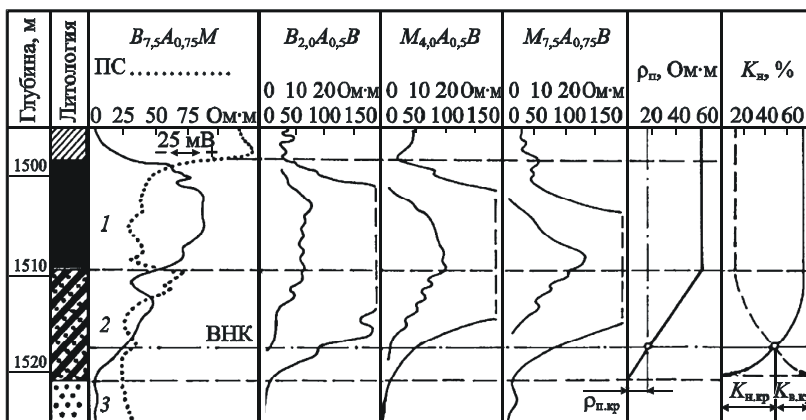


Рис. 2.8. Определение ВНК при наличии зоны предельной нефтенасыщенности (1), переходной зоны (2) и водоносного коллектора (3)

За условный ВНК (ГЖК) принимают уровень переходной зоны, на котором его удельное сопротивление ( $\rho_{п,гр}$ ) соответствует критической нефтегазоносности.

Для большинства месторождений этот уровень соответствует точке, расположенной выше нижней границы переходной зоны на 1–1,5 м.

## 2.2. Контроль за изменением положения ВНК и ГЖК

Этот контроль является важным моментом для оценки характера поверхности раздела водоносной и нефтегазоносной зон в пласте в процессе разработки залежей.



Контакты нефть – вода и газ – вода в природных условиях не являются четкими. При пересечении коллектора нефтегазовой залежи в ее водонефтяной части выявляют пять зон (рис. 2.9): 1 – газовая шапка; 2 – зона предельного нефтенасыщения, которая имеет максимальное  $K_n$ , минимальное  $K_v = K_{v,0}$ ; 3 – зона недонасыщения, в которой значения  $K_n$  и  $K_v = K_{v,т}$  по разрезу меняются от величин этих параметров в зоне предельного насыщения до их значений в переходной зоне коллектора; 4 – переходная зона, в которой значения  $K_n$  и  $K_v = K_{v,т}$  меняются до их значений в водоносном коллекторе; 5 – водоносная зона коллектора, для которой  $K_n = 0$  и  $K_v = 1$ .

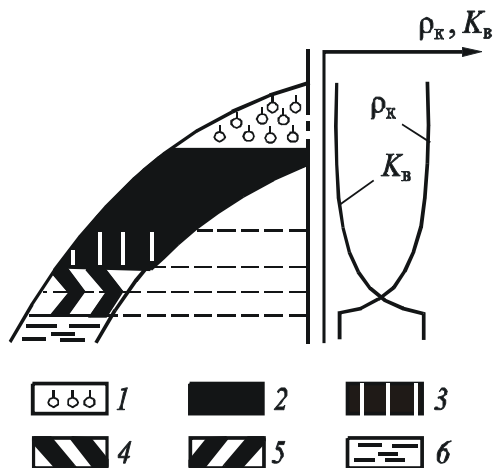


Рис. 2.9. Схема строения нефтяной залежи с газовой шапкой: 1 – газовая шапка; 2 – зона предельной нефтенасыщенности; 3–4 – зона недонасыщенности (подзоны: 3 – однофазного притока нефти; 4 – двухфазного притока нефти и воды); 5 – переходная; 6 – водоносная

В настоящее время единого мнения о том, что считать границей контакта нефть – вода, не существует. В основном положения контактов устанавливаются по комплексу ГИС и результатам опробования скважин. При отсутствии переходной зоны ВНК устанавливаются следующим образом (рис. 2.10):

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  $MN/2$  ( $AB/2$ ) ниже точки  $\rho_{к \max}$  (рис. 2.10, а).

2. По показаниям КС потенциал-зондов больших размеров ВНК отмечается точкой, находящейся на  $L_{пз} / 2$  ниже точки наибольшего значения градиента  $\rho_{к}$  (рис. 2.10, б).

3. По кривым  $\rho_{к}$  микрозондов и  $\rho_{э}$  микрозондов граница ВНК проводится посередине участка подъема  $\rho_{к}$  или  $\rho_{э}$ , от водоносной части коллектора к нефтеносной (рис. 2.10, в).

4. На кривой  $\rho_{э}$  трехэлектродного экранированного зонда ВНК отбивается точкой, в которой  $\rho_{э,гр} = 2 \rho_{э \max} \rho_{э,вм} / (\rho_{э \max} + \rho_{э,вм})$ , где  $\rho_{э \max}$  и  $\rho_{э,вм}$  – соответственно максимальное эффективное сопротивление в нефтеносной части пласта и эффективное сопротивление в водонасыщенной его части вблизи подъема кривой  $\rho_{э}$  (рис. 2.10, г).

5. На кривой семиэлектродного экранированного зонда ВНК соответствует точке, расположенной на расстоянии размера  $L_0$  зонда ниже точки среднего значения  $\rho_{э,ср} = (\rho_{э \max} + \rho_{э,вм}) / 2$ , находящейся на участке подъема эффективного сопротивления (рис. 2.10, д).

6. На кривой  $\sigma_{э}$  индукционного зонда ВНК определяется точкой, в которой  $\rho_{э,ср} = (\rho_{э \min} + \rho_{э,вм}) / 2$  (рис. 2.10, е).

По этим же данным можно получить наиболее достоверную информацию о перемещении ВНК.

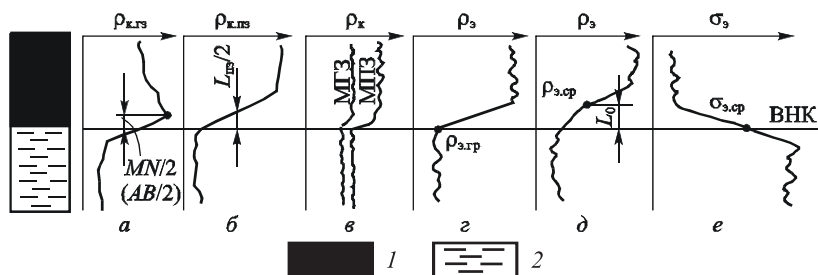


Рис. 2.10. Определение положения ВНК по данным методов КС и ИК  
(1 – нефть; 2 – вода)

Положение ВНК можно также устанавливать методами индикации радиоактивных изотопов. Сущность метода меченого вещества состоит в том, что в горные породы или в скважинный флюид вводятся вещества, обладающие различными аномальными физическими свойствами относительно окружающей среды, наличие которых надежно выделяется промыслово-геофизическими методами.

В качестве меченого вещества могут использоваться радиоактивные изотопы (метод радиоактивных изотопов) и вещества, обладающие аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов (нейтронный метод меченого вещества). В первом случае измерения в скважине проводят методом ГК, во втором случае – методом ИНК.

В процессе разработки залежей нефти и газа контроль осуществляется электрическими методами каротажа при бурении новых эксплуатационных скважин в той части залежи, где предполагается текущее положение контакта. В пластах, в которых

нефть и газ вытеснены пластовой водой, значительно уменьшается электрическое сопротивление.

При замещении нефти пресной водой, закачиваемой при законтурном или внутриконтурном заводнении пластов, определить контакт по изменению сопротивления не удастся; но иногда обводнение пласта удастся обнаружить по изменению аномалий  $U_{сп}$ .

Число новых бурящихся на месторождении в течение года скважин, в которых можно следить за контактом электрическими методами, сравнительно невелико, а после их крепления стальными колоннами дальнейшее наблюдение за перемещением контактов электрометодами становится невозможным.

Основными методами контроля за перемещением ГЖК и ВНК в обсаженных интервалах скважин в настоящее время являются нейтронные методы.

**Нейтронный картаж (НК)** основан на облучении скважины и пород нейтронами от стационарного ампульного источника и измерении плотностей потоков надтепловых и тепловых нейтронов и (или) гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. Измеряемая величина – скорость счета в импульсах в минуту (имп/мин); расчетная величина – водородосодержание пород в стандартных условиях в процентах. Переход от скорости счета к геофизическим характеристикам пород и их геологическим параметрам осуществляется с использованием зависимостей между показаниями скважинных приборов и указанными характеристиками или параметрами, установленными на моделях пород, пересеченных скважиной, или методами математического моделирования.

Нейтронный каротаж применяется в необсаженных и обсаженных скважинах и используется для решения следующих задач:

- литологическое расчленение разрезов скважин;
- определение положения текущего ГНК, интервалов прорыва газа, перетока, разгазирования нефти в пласте и оценки газонасыщенности;
- определение положения ВНК в скважинах с высокой минерализацией пластовых вод.

В зависимости от регистрируемого излучения различают: нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам – ННКнт; нейтронный каротаж по тепловым нейтронам – ННКт; нейтронный гамма-каротаж – НГК.

Областями эффективного применения нейтронного каротажа при выделении газоносных пластов, газожидкостного контакта, определении газонасыщенности являются:

- для ННКнт – породы с любым водородосодержанием при диаметре скважины, не превышающем 200 мм;
- для ННКт – породы с водородосодержанием более 10 % при диаметре скважины, не превышающем 250 мм;
- для НГК – породы с водородосодержанием не менее 20 %.

Измерительный зонд нейтронного каротажа содержит ампульный источник нейтронов и один или два (и более) детектора нейтронов (надтепловых или тепловых) или гамма-излучения. Точка записи – середина расстояния между источником и детектором для однозондовых приборов и середина между двумя детекторами для компенсированных (двухзондовых) приборов. ННКнт и ННКт выполняют, как правило, с помощью компенсированных измерительных зондов, содержащих два детектора

нейтронов; НГК – однозондовыми приборами, содержащими источник нейтронов и один детектор гамма-излучения.

Наиболее важными характеристиками приборов радиоактивного каротажа являются диапазоны измерения геофизических характеристик, вертикальное разрешение метода и радиус исследований. Значения этих характеристик и допускаемые отклонения от них регламентируются требованиями эксплуатационной документации на конкретные приборы.

*Импульсный нейтронный каротаж (ИНК)* в интегральной модификации основан на облучении скважины и породы быстрыми нейтронами от импульсного источника и измерении распределения во времени интегральной плотности тепловых нейтронов или гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. В зависимости от регистрируемого излучения различают: импульсный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ИННК) и импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК). Для обоих видов каротажа измеряемыми величинами являются скорости счета во временных окнах, основными расчетными – макросечение захвата тепловых нейтронов в единицах захвата, равных  $10^{-3} \text{ см}^{-1}$ , и водонасыщенная пористость пород (в процентах).

Количественная оценка насыщенности коллекторов по данным ИННК базируется на зависимости среднего времени жизни тепловых нейтронов в породах от характера и содержания насыщающих флюидов. Уменьшение плотности тепловых нейтронов во времени в однородной среде происходит по экспоненциальному закону с интенсивностью, определяемой нейтронопоглощающими свойствами среды.

Определение коэффициентов газонасыщенности по материалам ИННК основано на различии декрементов затухания в газе и в воде. Указанное различие, а следовательно, эффективность методики увеличивается с ростом минерализации воды и уменьшением пластового давления.

ИНК применяют в обсаженных скважинах для решения следующих задач:

- литологическое расчленение разрезов и выделение коллекторов;
- выявление водо- и нефтегазонасыщенных пластов;
- определение положений ВНК на месторождениях нефти с минерализованными (более 20 г/л) пластовыми водами;
- определение газожидкостных контактов;
- оценка пористости пород;
- оценка начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- контроль за процессом испытания и освоения скважин.

Наиболее эффективный способ применения ИНК – выполнение повторных измерений во времени в процессе изменения насыщенности коллекторов. Такие изменения могут быть вызваны естественным расформированием зоны проникновения, обводнением пластов в ходе их выработки, целенаправленными технологическими операциями, включающими в себя закачку в породы растворов веществ с аномальными нейтропоглощающими свойствами.

Измерительный зонд ИНК содержит излучатель быстрых (14 МэВ) нейтронов, один или два детектора тепловых нейтронов или гамма-излучения. Точка записи – середина расстояния

между излучателем и детектором, для двухзондовых приборов – середина расстояния между детекторами.

Нормируемыми метрологическими характеристиками являются макросечение захвата тепловых нейтронов и коэффициент водонасыщенной пористости, который рассчитывают по измеренным скоростям счета импульсов.

Модуль ИНК обычно комплексируют с модулями ГК и ЛМ.

### **2.3. Выделение обводненных продуктивных пластов**

Выделение обводненных продуктивных пластов подразделяется на выделение обводненных продуктивных пластов в необсаженных скважинах, выделение обводненных продуктивных пластов в обсаженных неперфорированных скважинах и выделение обводненных продуктивных пластов в обсаженных перфорированных скважинах.

В *необсаженных* скважинах при выделении обводненных продуктивных пластов наиболее информативны электрические методы (ПС и КС), акустические, нейтронные и термические. В обводненных продуктивных пластах наблюдаются пониженные значения удельного электрического сопротивления, а акустические и нейтронные характеристики аналогичны одноименным параметрам водоносных пластов.

В *обсаженных неперфорированных* скважинах для выделения обводненных пластов используют главным образом данные стандартных и импульсных методов радиоактивного каротажа, данные термометрии, индукционного каротажа и широкополосного акустического метода.



Выделение обводненных продуктивных пластов в *обсаженных перфорированных* скважинах – одна из наиболее важных задач при геофизическом контроле за разработкой месторождения, так как результаты таких исследований являются наиболее массовыми и их обобщение дает возможность установить характер и закономерности обводнения продуктивных пластов по площади и принимать оперативные решения по регулированию разработки залежей. Данную задачу приходится решать длительное время в связи с большим периодом работы скважины с обводненной продукцией.

Трудность выделения обводненных продуктивных пластов в обсаженных перфорированных скважинах заключается в том, что напротив перфорированных пластов в стволе скважины находится неоднородная по физическим свойствам жидкость, цементный камень, который может быть частично разрушен, а также меняется во времени минерализация вод, обводняющих продуктивный пласт.

Наиболее типичным является случай выделения обводненных продуктивных пластов в работающей скважине. В обсаженных перфорированных скважинах для выделения обводненных пластов используют широкий комплекс ГИС: импульсные и стандартные радиоактивные методы, резистивиметрия, влагометрия, плотностеметрия, расходометрия и высокочувствительная термометрия. Достоверность интерпретации существенно повышается, если полученные результаты исследований сравниваются с предыдущими (рис. 2.11).

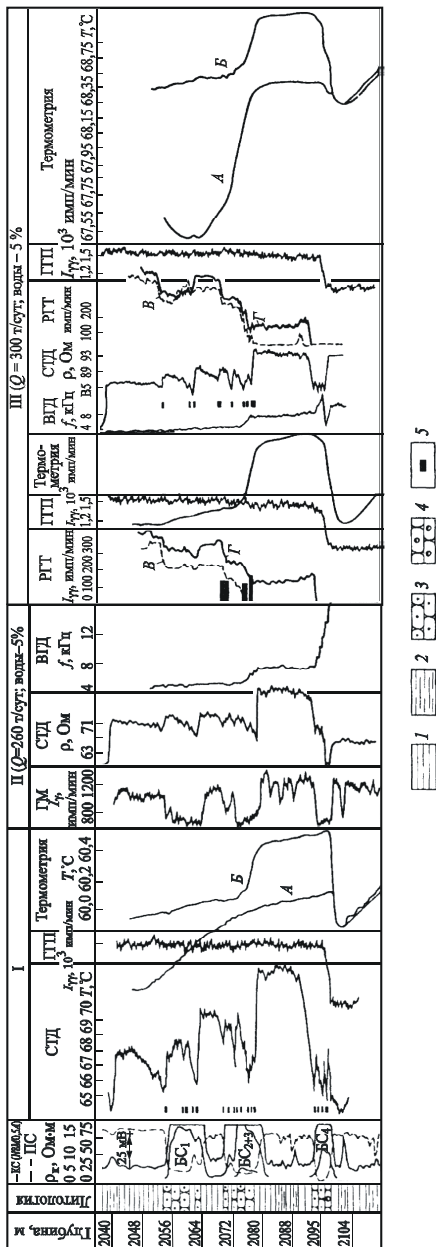


Рис. 2.11. Выделение обводненных и работающих интервалов по комплексу ГИС (скв. 832 Усть-Балыкского месторождения). Замеры: I – на начало разработки; II, III – через 2 года 8 месяцев после ее начала; 1 – глина; 2 – алевролит; песчаник: 3 – нефтеносный, 4 – обводненный; 5 – работающие интервалы; запись кривых ГИС в скважинах: А – остановленной, Б – работающей; В, Г – соответственно точечные непрерывные замеры

Обводнение продуктивных пластов имеет место при закачке в необсаженные скважины пресных вод, наиболее эффективно осуществляется с помощью таких методов ГИС, как КС, ПС и кавернометрия, а в обсаженных неперфорированных скважинах в основном используются методы ИННК, НГК, ГК, ИК, АК и термометрии. При выделении обводненных интервалов в обсаженных перфорированных скважинах помимо радиоактивных методов широко используются методы изучения состава флюидов, термометрия и расходомерия и т.п. На рис. 2.11 приведены данные ГИС при работе скважины в безводный (I) и обводненные (II, III) периоды. Сравнивая данные расходомерии, плотностеметрии, влагометрии и термометрии, можно установить работающие интервалы и интервал обводнения продуктивного пласта БС<sub>4</sub> на глубине 2097–2104 м.

#### **2.4. Определение текущей и остаточной нефтегазонасыщенности продуктивных пластов и коэффициента вытеснения нефти**

Коэффициенты текущей и остаточной нефтенасыщенности участков залежи нефтяных месторождений, введенных в разработку, можно определять по данным, полученным методом сопротивления в специальных оценочных скважинах, пробуренных на нефилтующемся растворе, до крепления их; по результатам нейтронных методов в эксплуатационных скважинах; по диаграммам индуктивного каротажа в эксплуатационных скважинах с открытым забоем и в оценочных скважинах, обсаженных в интервале продуктивных отложений неметаллической колонной.

Под текущей нефтегазонасыщенностью пласта понимают количество нефти или газа в породе на определенное время раз-

работки месторождения. Она оценивается коэффициентом текущего нефтегазонасыщения  $K_{нг.т} = V_{нг.т} / V_p$ , представляющим собой отношение текущего объема нефти или газа  $V_{нг.т}$  к объему пор коллектора  $V_p$ .

Остаточная нефтегазонасыщенность – это то количество нефти и газа, которое остается в пласте на момент окончания выработки залежи. Коэффициент остаточного нефтегазонасыщения  $K_{нг.о} = V_{нг.о} / V_p$ , где  $V_{нг.о}$  – объем оставшихся нефти или газа.

По данным коэффициентов начального  $K_{н.нач}$  и остаточного  $K_{н.о}$  нефтенасыщения устанавливается коэффициент конечного вытеснения нефти  $\beta_v$ :

$$\beta_v = 1 - K_{н.о} / K_{н.нач}.$$

При вытеснении нефти и газа из пласта водой, близкой по минерализации к пластовой, коэффициент  $K_{нг.т}$  в открытом стволе скважины определяется по данным, полученным методом сопротивлений. Определение  $K_{нг.т}$  значительно усложняется при нагнетании в пласт пресных вод. В этом случае необходимо знать удельное сопротивление смеси пластовой воды с нагнетаемой  $\rho_{см}$ , которое можно оценить по показаниям ПС. Пример определения  $K_{нг.т}$  показан на рис. 2.12.

Определение коэффициента текущего нефтенасыщения  $K_{н.т}$  в обсаженных скважинах осуществляется по данным, полученным импульсно-нейтронными методами ИННК и ИНГК при минерализации пластовых вод не менее 150 г/л. Коэффициент текущего газонасыщения находится по данным НГК и ННКт.

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности  $K_{о.н}$  можно также оценить по результатам лабораторных исследований образцов керна.

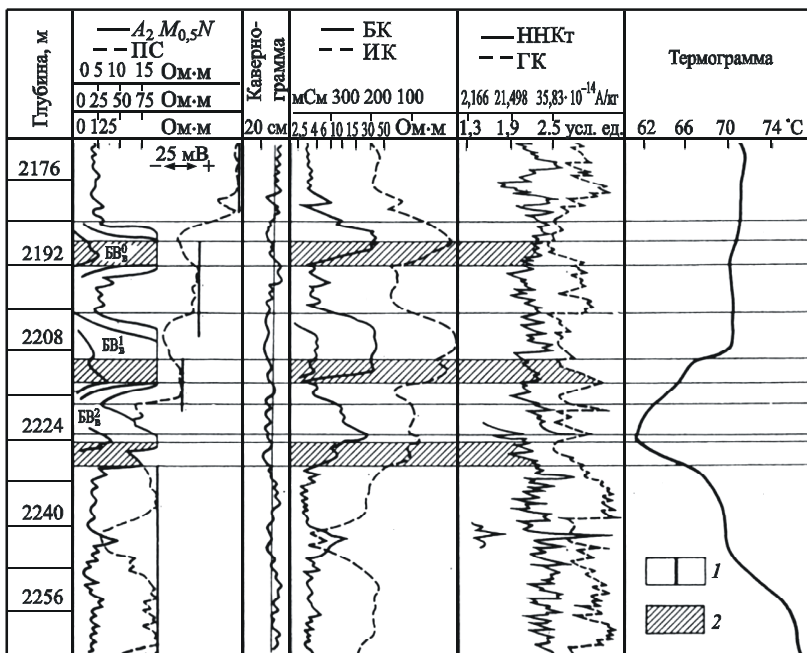


Рис. 2.12. Пример определения коэффициента текущего нефтенасыщения обводненных пластов: 1 – условная нулевая линия глин; 2 – обводненные продуктивные пласты

Для оценки коэффициентов текущей и остаточной газонефтенасыщенности *газовых* месторождений используют данные временных замеров нейтронных методов – НГК, ННКт, ИННК и ИНГК.

В случае *нефтегазовых* месторождений при одновременном движении по пласту нефти и газа, т.е. в условиях двухфазного потока, необходимо оценить степень вытеснения нефти газом, газа нефтью и газа водой и установить границы перемещения флюидов. Степень газонефтенасыщенности в обсажен-

ных скважинах оценивается по эталонным зависимостям, полученным либо в самих скважинах, либо на моделях пластов.

## **2.5. Определение коэффициента нефтеотдачи, коэффициента охвата и степени выработки заводненных интервалов продуктивных пластов**

Основное условие рациональной разработки месторождений – максимальное извлечение нефти и газа из залежей с минимальными для этого затратами. Степень извлечения нефти и газа из пласта определяется коэффициентом нефте- и газоотдачи.

Коэффициент нефтеотдачи залежи (пласта) – величина, характеризующая полноту извлечения нефти после окончания разработки или такого процесса разработки, который предполагается завершить при определенных условиях. По существу, понятие коэффициента нефтеотдачи условно, так как он определяет только ту часть балансовых запасов, извлечение которых экономически целесообразно в данный момент времени. Это относительная величина, выраженная в долях единицы или в процентах, показывающая, какая часть нефти от начальных ( $Q_{нач}$ ) балансовых запасов извлечена ( $Q_{изв}$ ) или может быть извлечена при разработке залежи до предела экономической рентабельности  $\eta = Q_{изв} / Q_{нач}$ .

Коэффициент нефтеотдачи можно вычислить, если использовать отношение разности начальной  $K_{н.нач}$  и остаточной  $K_{н.о}$  нефтенасыщенности залежи (пласта) к начальной нефтенасыщенности:

$$\eta = (K_{н.нач} - K_{н.о}) / K_{н.нач} = 1 - (K_{н.о} / K_{н.нач}).$$

При анализе разработки нефтяных месторождений необходимо оценить степень использования запасов нефти в частично выработанных участках залежи или отдельной залежи. В этом случае различают коэффициент текущей  $\eta_{н.т}$  и конечной  $\eta_{н.кон}$  нефтеотдачи.

Коэффициент текущей нефтеотдачи равен отношению добытой нефти  $Q_n$  на данный момент времени к геологическим запасам  $Q_{н.зап}$ , т.е.  $\eta_{н.т} = Q_n / Q_{н.зап}$ .

Коэффициент конечной нефтеотдачи равен отношению извлеченной нефти  $Q_{н.изв}$  на конец разработки месторождения к  $Q_{н.зап}$ , т.е.  $\eta_{н.кон} = Q_{н.изв} / Q_{н.зап}$ .

При разработке нефтяных месторождений с поддержанием пластовой энергии за счет законтурной или внутриконтурной закачки коэффициент нефтеотдачи можно выразить как произведение коэффициента охвата на коэффициент вытеснения:  $\eta = \beta_{охв} \cdot \beta_v$ . Коэффициент охвата характеризует отношение объема участка залежи, охваченного вытеснением, к начальному нефтенасыщенному объему залежи. Итак, для оценки нефтеотдачи в целом по пласту необходимо знать коэффициент  $\beta_{охв}$  охвата пласта заводнением при текущей обводненности продукции. Определение коэффициента охвата представляет большие трудности, так как его величина зависит от литологической неоднородности пласта, от геологического строения резервуара, характера распределения нефтеводонасыщенности, применяемой системы разработки и других факторов. Поэтому чаще всего  $\beta_{охв}$  оценивают приблизительно по промыслово-геофизическим данным или на основании принятой модели вытеснения.

В процессе заводнения продуктивных пластов водами различной минерализации происходит смешение остаточной и на-

гнетаемой воды, изменяются свойства нефтей и поверхности пор, что влияет на точность определения величин текущей и остаточной нефтенасыщенности. Для изучения состояния заводнения используют карты распределения данного зонального интервала, его насыщенности и обводненности. Изменение заводняемой площади и объема в процессе разработки, оценка текущей нефтеотдачи в пределах залежи или ее части, достигнутый коэффициент вытеснения по промытым частям пласта могут быть использованы для прогнозирования конечной нефтеотдачи и корректирования принятой схемы разработки. Наиболее верное представление о фактическом коэффициенте выработки залежей можно составить на основании комплексного изучения нефтеотдачи с использованием данных ГИС, керна и промысловых наблюдений.

## ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Контроль за перемещением ВНК и контурами нефтеностности с помощью ГИС.
2. Контроль за продвижением фронта закачиваемых вод.
3. Оценка коэффициента текущей и остаточной нефте- и газонасыщенности.
4. Изменение физических характеристик продуктивных пластов при их разработке.
5. Определение обводнения продуктивных пластов методами ГИС.
6. Методы ГИС, с помощью которых определяется ВНК в необсаженных скважинах.
7. Методы ГИС, с помощью которых определяется ВНК в обсаженных скважинах.



8. Методы ГИС, с помощью которых осуществляется контроль за перемещением ВНК.
9. Методы ГИС, по которым выделяются обводненные продуктивные пласты в необсаженных скважинах.
10. Комплекс методов ГИС, используемый для выделения обводненных продуктивных пластов.
11. Выделение обводненных продуктивных пластов в обсаженных неперфорированных скважинах.
12. Выделение обводненных продуктивных пластов в обсаженных перфорированных скважинах.
13. Методы ГИС, используемые для определения  $K_{н.т}$  и  $K_{н.о}$  в необсаженных скважинах.
14. Импульсные нейтронные методы определения  $K_{н.т}$  и  $K_{н.о}$  в обсаженных скважинах.
15. Контроль методами ГИС за перемещением ВНК.
16. Выделение обводненных продуктивных пластов в необсаженных скважинах.
17. Методы ГИС для определения текущей и остаточной нефтегазонасыщенности в необсаженных и обсаженных скважинах.
18. Оценка нефтеотдачи пластов.
19. Контроль за перемещением ВНК и ГЖК.
20. Определение методами ГИС переходной зоны в нефтяной залежи.
21. Процесс вытеснения нефти из пласта водой.
22. Возможность вытеснения нефти из пласта газом или другими реагентами.

### 3. ИЗУЧЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

---

---

К эксплуатационным характеристикам пласта относятся:

- мощность отдающих (поглощающих) интервалов;
- профиль притока (приемистости);
- пластовое давление.

Изучение и контроль этих характеристик методами ГИС особенно важно при совместной эксплуатации пластов с различными ФЭС, а также при поддержании пластового давления путем закачки в пласт вытесняющих агентов. С помощью эксплуатационных характеристик определяют коэффициент охвата залежи процессом вытеснения нефти и газа в целом, коэффициент продуктивности отдельных пластов и качество их вскрытия. Эти данные являются основой для планирования мероприятий по повышению эффективности разработки залежей, увеличению охвата (воздействия) их заводнением, использованию различных методов интенсификации притока или приемистости флюидов, повышению нефтеотдачи, улучшению качества вскрытия пластов и т.д.

Определение мощности отдающих и поглощающих интервалов и построение профиля притока и приемистости производятся по данным комплекса методов, к которым в основном относятся механическая и термоиндуктивная расходометрия, высокочувствительная термометрия и метод изотопов, в сложных случаях привлекаются данные радиоактивного каротажа.

### 3.1. Расходомерия скважин

Расходомерия скважин является одним из основных методов исследования динамики отбора и поглощения жидкости в эксплуатационных и нагнетательных скважинах. Расходомерия скважин заключается в измерении скорости перемещения жидкости по скважине приборами, которые называются расходомерами. По данным расходомерии устанавливается распределение суммарного дебита по пластам и предусматривается запись непрерывной кривой и измерения на точках. Непрерывная диаграмма записывается в интервалах перфорации и прилегающих к ним 10–20-метровых участках ствола. Точечные измерения проводятся в перемычках между исследуемыми пластами, а также выше и ниже интервалов перфорации, на участках, характеризующихся постоянством показаний прибора на непрерывной кривой.

С помощью расходомерии решают следующие задачи: в действующих скважинах выделяют интервал притока или поглощения жидкости, в остановленных – наличие перетока жидкости по стволу скважины между перфорированными пластами; изучают суммарный дебит или расход жидкости отдельных пластов, разделенных неперфорированными интервалами; строят профили притока или приемистости по отдельным участкам пласта или для пласта в целом.

Дифференциальная дебитограмма, характеризующая распределение дебитов по отдельным интервалам притока (приемистости), представляется в виде ступенчатой кривой – гистограммы, получаемой путем перестройки интегральной дебитограммы. При исследованиях скважины на нескольких установившихся режимах строят индикаторные кривые в виде

зависимости дебитов (расходов) пластов ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ) от величины забойного давления.

По результатам изучения скважины в период восстановления пластового давления строят кривые спада дебита: по оси абсцисс откладывают время замера после закрытия скважины в секундах, по оси ординат – величину дебита в кубических сантиметрах на секунду ( $\text{см}^3/\text{с}$ ) или в кубических метрах в сутки ( $\text{м}^3/\text{сут}$  или  $\text{т}/\text{сут}$ ).

Расходомеры бывают механические (рис. 3.1) и термоиндуктивные, которые по условиям измерения делятся на пакерные и беспакерные, а по способу регистрации – на автономные (регистрация сигналов осуществляется внутри приборов) и дистанционные (сигналы передаются по линии связи на поверхность, где регистрируются).

Расходомер механического типа при работе в скважине обычно опускают до кровли верхнего перфорированного интервала и при открытом пакере регистрируют показания калибратора, нулевые линии и суммарный дебит. Затем при закрытом пакере расходомер опускают до забоя. После этого при подъеме прибора с прикрытым пакером производится непрерывная запись расходограммы до воронки насосно-компрессорных труб со скоростью 60–80 м/ч в масштабе глубин 1:200. На участках кривой с резкими изменениями дебита производят точечные измерения через 0,4 м, с малыми изменениями дебита – через 1–2 м. Определения производят с полностью открытым пакером. Полученная кривая показывает количество жидкости, проходящей через сечение скважины на различных глубинах, и называется интегральной расходограммой. Она характеризует суммарный дебит всех пластов, расположенных ниже данной глубины.

В интервалах притока на кривой наблюдается возрастание показаний, а в интервалах поглощения – их уменьшение. Интегральная расходограмма используется для построения дифференциальной зависимости, характеризующей интенсивность притока (поглощения) на единицу мощности пласта.

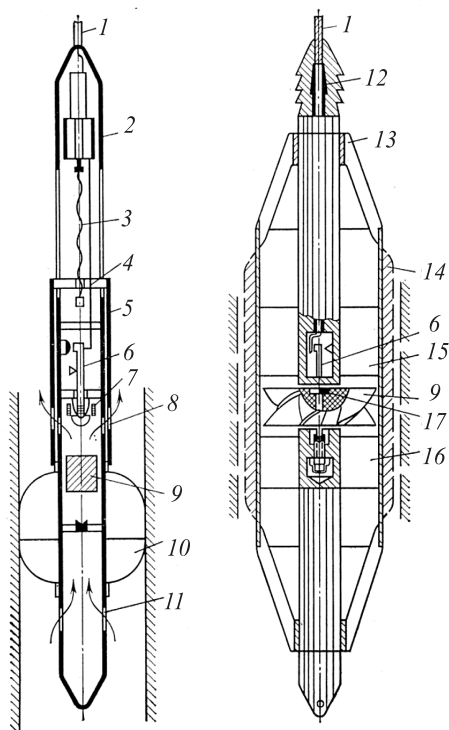


Рис. 3.1. Схемы механических расходомеров с пакером (а) и без пакера (б): 1 – кабель; 2 – корпус; 3 – ходовой винт; 4 – траверса; 5 – подвижная труба; 6 – магнитный прерыватель; 7 – постоянный магнит; 8, 11 – окна; 9 – турбинка; 10 – пакер; 12 – кабельная головка; 13 – направляющие фонари; 14 – насадка; 15, 16 – струевыпрямители; 17 – магнитная муфта

Из механических дебитомеров-расходомеров на практике применяют в основном приборы с датчиками турбинного типа – свободно вращающейся вертушки. Чувствительным элементом механических расходомеров является многолопастная турбинка или заторможенная турбинка на струне. Обороты вращения первой и угол поворота второй преобразуются в регистрируемые электрические сигналы. Скорость вращения вертушки пропорциональна объемному расходу смеси.

Используют беспакерные и пакерные расходомеры, последние – только для измерения потоков жидкости. Пакер служит для перекрытия сечения скважины и направления потока через измерительную камеру, в которую помещена турбинка. Комплексируют с термокондуктивной расходометрией и другими методами изучения притока – состава.

Термоэлектрические расходомеры предназначены для исследования фонтанирующих скважин через насосно-компрессорные трубы и глубинно-насосных скважин через межтрубное пространство. Их работа основана на зависимости степени охлаждения нагреваемого сопротивления, помещенного в поток, от средней линейной скорости потока. На практике наибольшее распространение получили расходомеры СТД-2 и СТД-4.

### **3.2. Определение отдающих и поглощающих интервалов пласта и получение их профиля притока или приемистости**

По результатам измерений механическими и термоиндуктивными расходомерами, а также по данным высокочувствительной термометрии и метода изотопов можно определить отдающие и поглощающие интервалы пласта и получить профили

притока (дебита) и приемистости жидкостей или газа по мощности работающего пласта.

Профилем притока или приемистости называют график зависимости количества  $Q$  жидкости (газа), поступающей из единицы мощности (или в нее) эксплуатируемого разреза, от глубины ее залегания. Профиль притока жидкости при движении ее вверх по стволу скважины называется профилем притока, при движении вниз – профилем приемистости.

Изучение профилей притока и приемистости начинается на начальном этапе эксплуатации скважины и продолжается периодически в течение всего срока нахождения ее в составе действующего фонда скважин. Дифференциальный профиль строится по расчетным значениям удельного дебита (расхода)  $q_i$  с помощью формулы

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

где  $Q_{i \max} - Q_{i \min}$  – соответственно расход в верхней и нижней точках изучаемого интервала глубин, относящихся к глубинам  $l_{\text{верх}}$  и  $l_{\text{ниж}}$ ;  $\Delta l = l_{\text{ниж}} - l_{\text{верх}}$  – величина выбранного интервала. По этому профилю определяются расходы жидкости по отдельным участкам ствола скважины (рис. 3.2).

Определение отдающих и поглощающих интервалов пласта важно и при применении методов повышения нефтеотдачи. Так, например, профили приемистости по нагнетательной скважине опытного участка скв. 2001 Шагиртско-Гожанского месторождения, снятые в ходе предварительной закачки пресной воды (рис. 3.3, инт. 1), последующей закачки раствора едкого натра (рис. 3.3, инт. 2, 3) и далее – сточной воды (рис. 3.3, инт. 3, 4), показали, что коэффициент охвата пласта заводнением по толщине пласта ( $K_{\text{охв}}$ ) при переходе на щелочной раствор увеличился в 2 раза – с 0,36 до 0,73 и оставался на таком уровне в течение

3 лет как при закачке раствора щелочи, так и при закачке сточной воды. Результаты исследований приведены в табл. 3.1 и показаны на рис. 3.3.

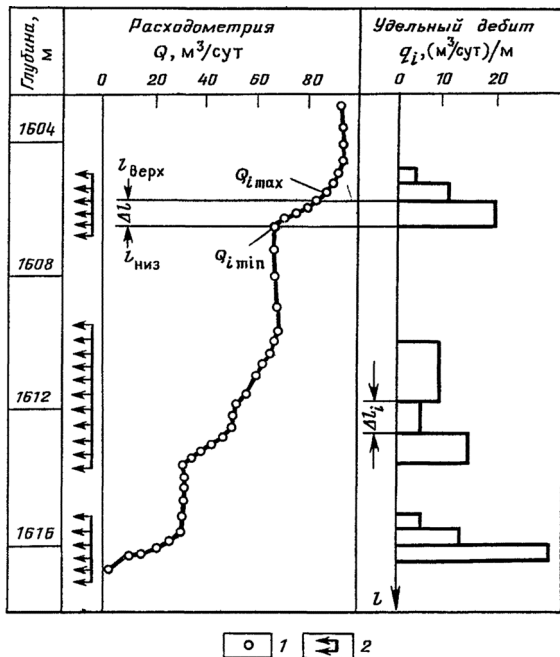


Рис. 3.2. Пример построения профилей притока:  
1 – точечные замеры; 2 – интервал перфорации

Таблица 3.1

### Динамика коэффициента охвата

Наименование показателей	Интервал				
	1	2	3	4	5
Агент	Пресн. вода	Раствор щелочи		Сточная вода	
Дата	23.11.77	16.08.78	19.08.78	15.06.79	11.06.80
$K_{\text{охв}}$	0,36	0,73	0,91	0,63	0,63



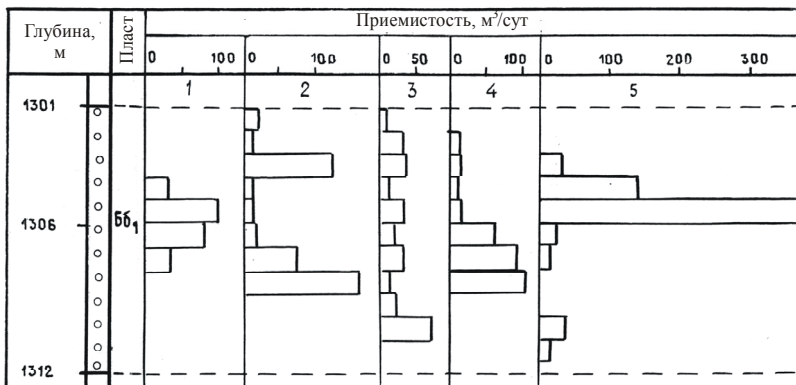


Рис. 3.3. Профиль приемистости по нагнетательной скважине  
опытного участка



Рис. 3.4. Выделение работающих интервалов пласта и определение типа флюидов по данным механического и термоиндуктивного расходомеров и высокочувствительной термометрии: I – кривая, замеренная термоиндуктивным расходомером типа СТД; II – то же, механическим расходомером типа РГД; III, IV – термограммы, полученные в работающей и остановленной скважине соответственно.

I – нефть; 2 – нефть с водой; 3 – вода; 4 – интервал перфорации

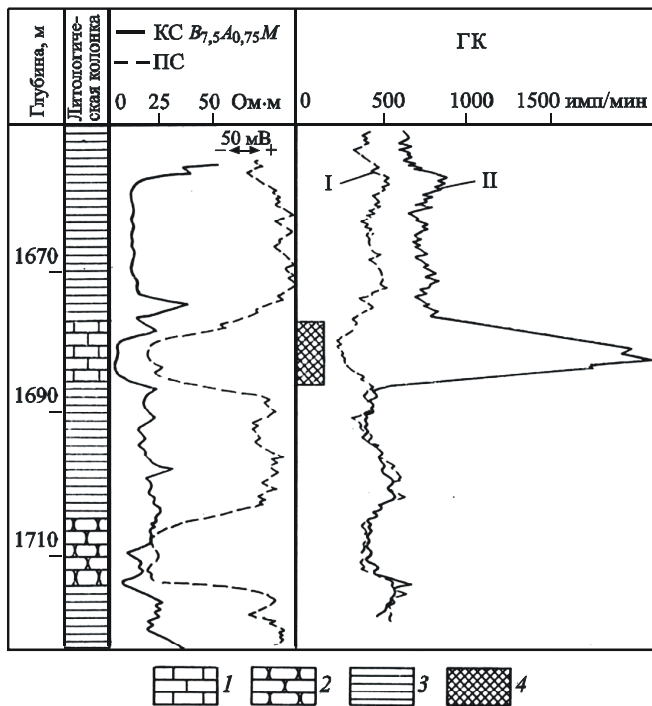


Рис. 3.5. Определение места притока и поглощения жидкости по данным метода изотопов: *I*, *II* – кривые ГК до и после закачки изотопов. *1* – известняк; *2* – водоносный песчаник; *3* – глина; *4* – интервал поглощения жидкости

Данные высокочувствительной термометрии позволяют определить интервалы притока флюидов в перфорированных пластах (рис. 3.4), а сам профиль притока в добывающей скважине получить с помощью метода изотопов, если в нее закачивать нефть, меченную радиоактивными изотопами (рис. 3.5).

### **3.3. Определение мест притока воды в скважину, зон поглощения и затрубного движения жидкости**

При нарушении герметичности обсадных колонн в скважину может поступать вода, что осложняет дальнейшее бурение или эксплуатацию скважины. Если место притока и очаг обводнения не совпадают по глубине, то вода из-за некачественного цементирования передвигается по затрубному пространству и затем через нарушение в обсадной колонне или перфорационные отверстия попадает в скважину. В этом случае для предотвращения обводнения требуется определить не только место притока воды в скважину, но и установить местоположение очага обводнения, т.е. определить интервал затрубного движения воды. В процессе бурения возможны также поглощения промывочной жидкости, вызывающие полную или частичную потерю ее циркуляции. Решение перечисленных задач осуществляется с помощью резистивиметрии и термометрии (рис. 3.6).

**Электрический метод.** Электрический метод (метод сопротивлений) основан на измерении *резистивиметрами* удельного сопротивления поступающих в скважину промывочной жидкости и пластовых вод.

Скважинные резистивиметры представляют собой систему электродов, расположенных на небольшом расстоянии друг от друга и помещенных в специальный корпус, который позволяет исключить влияние горных пород или обсадной колонны на величину измеряемого сопротивления водонефтяной эмульсии, воды и промывочной жидкости различной минерализации. Обычно скважинный резистивиметр – это трехэлектродный или четырехэлектродный зонд небольшого размера (рис. 3.7).

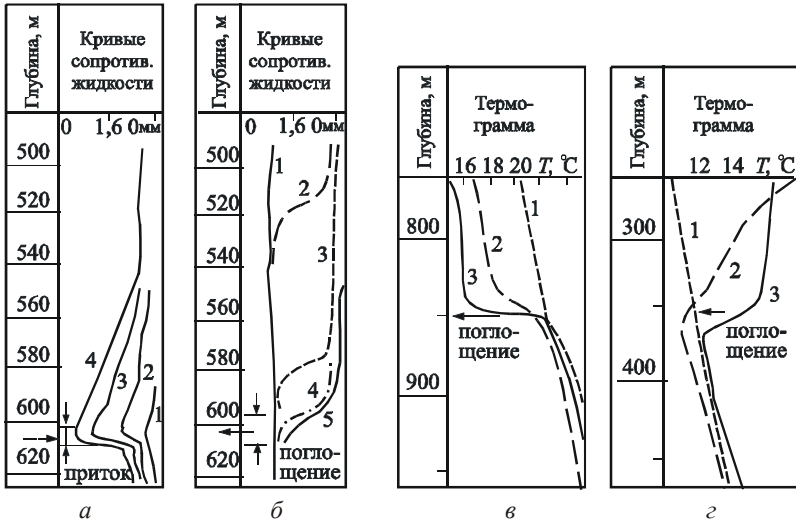


Рис. 3.6. Определение места притока пластовой воды в скважину резистивиметром (*а, б*) и определение места нарушения обсадной колонны методом термометрии (*в, г*): *а* – метод отгартывания; *б* – метод продавливания; кривые сопротивления жидкости: *1* – контрольная, *2* и *3* – промежуточные, *4* и *5* – конечные; *в* – температура поступающей пластовой воды меньше пластовой: *1* – контрольный замер, *2* и *3* – замеры после закачки в скважину соответственно 18 и 36 м<sup>3</sup> воды; *г* – температура поступающей пластовой воды выше пластовой: *1* – контрольный замер, *2* и *3* – замеры после закачки соответственно 8 и 18 м<sup>3</sup> воды

Измерение удельного сопротивления жидкости выполняют по такой же электрической схеме, как и при использовании обычных зондов, чаще всего по схеме однополюсного зонда. Через токовые электроды *A* и *B* пропускают ток *I*, а между электродами *M* и *N* измеряют разность потенциалов  $\Delta U$ . Удельное сопротивление промывочной жидкости рассчитывают по формуле

$$\rho_c = K_{\text{рез}} \Delta U / I,$$

где  $K_{\text{рез}}$  – коэффициент резистивметра, который получают экспериментально в водном растворе электролита с известным удельным электрическим сопротивлением.

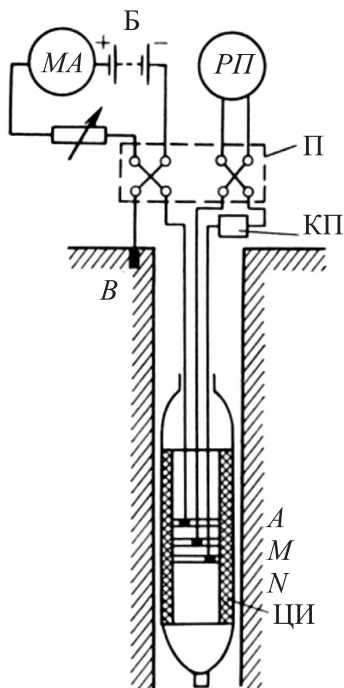


Рис. 3.7. Электрическая схема измерения скважинным резистивметром: ЦИ – цилиндрический изолятор; П – переключатель полярности тока; Б – батарея; КП – компенсатор поляризации,  $A$  и  $B$  – токовые электроды;  $M$  и  $N$  – измерительные электроды; МА – микроамперметр; РП – регистрирующий прибор

Существуют различные по конструкции скважинные резистивметры типа РЭУ, РСЭ, индукционные резистивметры типа РИС-42, РИСТ-42, РИС-36 и др.

Удельное сопротивление промывочной жидкости отличается от удельного сопротивления пластовых вод и поэтому место притока или поглощения жидкости отмечается резким изменением кривой сопротивления резистивиметра. Работы по определению места притока проводят способом оттартовывания или продавливания (см. рис. 3.6, а, б).

В первом случае появление притока (кривые 2–4) отмечается на фоне контрольной кривой 1 понижением или повышением сопротивлений против притока (см. рис. 3.6, а). Во втором случае прослеживают перемещение границ раздела между жидкостями. Глубина, ниже которой граница раздела не перемещается, несмотря на продолжение закачки, соответствует нижней границе интервала поглощения (см. рис. 3.6, б).

**Термический метод.** Применение *термического метода* определения места притока основано на различии температур жидкости, заполняющей ствол скважины, и поступающей пластовой воды. Измерение температуры проводится обычными скважинными *электротермометрами*. На глубине поглощения, т.е. в месте нарушения герметичности обсадной колонны, наблюдается резкое изменение в температурных показаниях (см. рис. 3.6, в, г).

Зоны затрубной циркуляции вод выявляются методами термометрии и радиоактивных изотопов (рис. 3.8). Метод термометрии основан на изучении теплообмена между скважинной жидкостью и водами, циркулирующими в затрубном пространстве. На участке затрубной циркуляции устанавливается сравнительно постоянная температура, поэтому против интервала их движения отмечается аномалия практически одинаковой температуры.

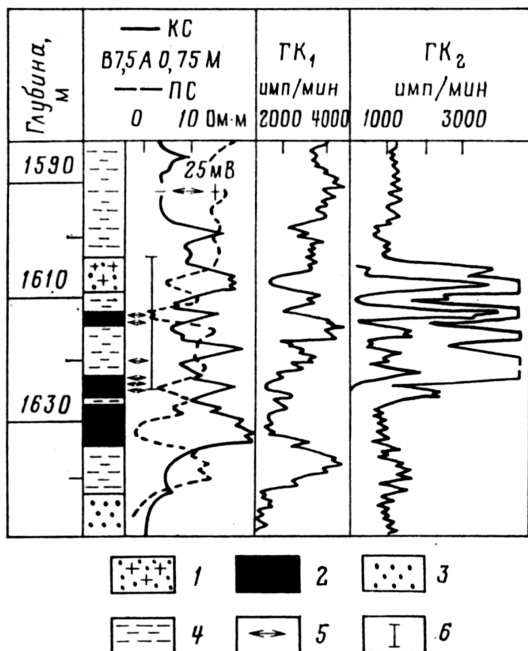


Рис. 3.8. Определение затрубного движения жидкости методом радиоактивных изотопов (песчаники: 1 – обводненные, 2 – нефтеносные, 3 – водоносные; 4 – глины; 5 – интервалы перфорации; 6 – интервал затрубной циркуляции)

Для определения местоположения зоны затрубной циркуляции вод радиоактивными методами работы в скважине выполняют обычно в следующей последовательности: проводят измерение естественной гамма-активности в скважине и получают диаграмму  $ГК_1$ ; через насосно-компрессорные трубы в скважину закачивают воду, активированную радиоактивными изотопами и затем производят измерение гамма-активности  $ГК_2$ . Сравнивая повторную кривую  $ГК_2$  с кривой  $ГК_1$ , получают представление об интервале затрубной циркуляции (см. рис. 3.8).

Места негерметичности обсадных колонн, связанные с притоками и поглощениями флюидов, устанавливаются также с помощью комплекса методов ГИС: резистивиметрии, влагометрии, плотностеметрии, термометрии, изотопов и расходомерии (рис. 3.9). Так, например, приток воды в скважину, работающую нефтью с водой, вследствие негерметичности колонны отмечается на на плотностеграмме снижением показаний гамма-гамма-метода  $I_{\gamma\gamma}$  от нефти к воде.

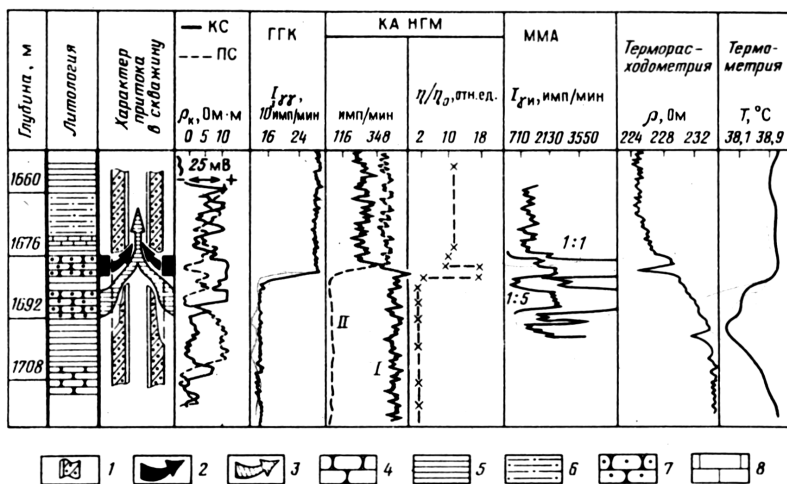


Рис. 3.9. Выявление затрубной циркуляции воды в действующей скважине по данным комплекса ГИС. *I* – прямой зонд 50 см; *II* – обращенный зонд 25 см; *I* – цемент в затрубном пространстве; 2 – приток нефти; 3 – приток воды; 4 – песчаник водоносный; 5 – глина; 6 – алевролит; 7 – песчаник нефтеносный; 8 – известняк

**Метод меченого вещества.** Сущность метода меченого вещества состоит в том, что в горные породы или в скважинный флюид вводятся вещества, обладающие различными аномальными физическими свойствами относительно окружающей сре-



ды, наличие которых надежно выделяется промыслово-геофизическими методами.

В качестве меченого вещества могут использоваться радиоактивные изотопы (метод радиоактивных изотопов) и вещества, обладающие аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов (нейтронный метод меченого вещества). В первом случае измерения в скважине проводят методом ГК, во втором случае – методом ИНК.

Метод меченого вещества является одним из наиболее трудоемких и дорогостоящих методов контроля за разработкой нефтяных месторождений. Его применение оправдано лишь в тех случаях, когда другими методами задача надежно не решается.

Методом меченого вещества решаются следующие задачи:

1) выявление затрубных циркуляций, поглощающих (отдающих) пластов, нарушений герметичности колонн;

2) определение профиля приемистости и работающих мощностей с целью контроля за работой нагнетательных скважин, получения исходных данных и контроля за результатами воздействия на призабойную зону с целью интенсификации закачки воды или добычи нефти (гидроразрыв, кислотная или термическая обработка и т.д.);

3) выявление обводненных интервалов разрабатываемых нефтяных пластов, положения водонефтяного контакта и оценка остаточной нефтенасыщенности прискважинной части пласта;

4) выявление гидродинамической связи между отдельными пластами по площади месторождения;

5) определение скорости и направления движения закачиваемого флюида.

В качестве радиоактивных изотопов используют элементы, дающие жесткое гамма-излучение, растворяющиеся в приме-

няемой жидкости, характеризующиеся относительно небольшими периодами полураспада и обладающие необходимыми адсорбционными свойствами. Чаще всего используются следующие изотопы:  $^{59}\text{Fe}$ ,  $^{95}\text{Zr}$ ,  $^{131}\text{I}$ ,  $^{51}\text{Cr}$ .

Измерительная аппаратура и способ проведения замеров в методе индикации радиоактивными изотопами не отличаются от применяющихся в гамма-методе.

Применение радиоактивных изотопов для исследования скважин связано с опасностью облучения. Это препятствие может быть устранено, если в качестве меченой жидкости использовать не радиоактивные элементы, а элементы с аномальными нейтронными характеристиками. Такими элементами являются хлор, бор и кадмий, активно поглощающие тепловые нейтроны (большое сечение захвата) и обладающие высокой гамма-активностью (эффективной эмиссирующей способностью) радиационного захвата нейтронов (особенно хлор).

### **3.4. Определение пластового давления**

Величины пластового и забойного давлений являются основными характеристиками энергетического состояния скважин. Наравне с величиной отбора пластовых флюидов они представляют собой важнейшие показатели состояния разработки залежей нефти и газа и необходимы для расчета коэффициентов продуктивности и приемистости.

Пластовое давление – это давление флюидов против середины перфорированного интервала в длительно простаивающих скважинах и в скважинах действующих, но остановленных на период стабилизации забойного давления.

Различают начальное и текущее пластовые давления. Начальное пластовое давление определяют до начала интенсивной

разработки, когда не нарушены начальные термодинамические условия пласта из скважин, не было существенного отбора флюидов. Текущее пластовое давление фиксируют на определенную дату разработки залежи.

Пластовые давления в эксплуатируемой многопластовой залежи в каждом отдельном пласте определяют по результатам комплексных исследований расходометрией и забойным манометром, которые проводят на разных установившихся режимах работы скважины. Режим работы скважины изменяют путем смены штуцера, который создает разное давление на забое или депрессию.

Пластовое давление в открытом стволе скважины измеряется с помощью скважинных автономных манометров типа МГИ, МГН в процессе проведения работ испытателями пластов на трубах (рис. 3.10).

Широко используются комплексные автономные приборы типа ПАК-1 (рис. 3.11) и ПАК-4. В ряде случаев давление в отдельных точках пласта может измеряться дистанционным многоточечным опробователем аппаратуры измерения пластового давления (АИПД).

Одновременно с измерением забойного давления в установившемся режиме работы скважины проводят определение профилей притока или приемистости над всеми пластами и каждым из них в отдельности. По результатам этих исследований строят графики зависимости дебита (расхода) пласта от величины забойного давления – индикаторные диаграммы (рис. 3.12).

Начальный участок индикаторной линии на графике  $Q = f(p_{\text{заб}})$  часто близок к линейному. Экстраполируя индикаторные линии до нулевого дебита ( $Q = 0$ ), т.е. до пересечения

с осью абсцисс, получают величину пластового давления для каждого пласта в отдельности. Если давления в пластах получают различные, то это указывает на перетоки жидкости между ними в начальный период.

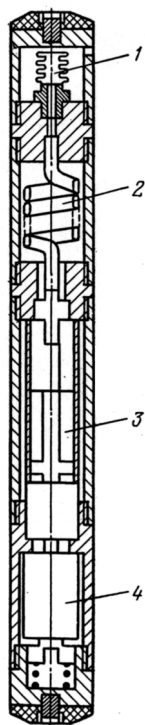


Рис. 3.10. Схема глубинного регистрирующего геликского манометра типа МГИ: 1 – сильфонный разделитель; 2 – винтовая трубчатая пружина; 3 – барабан; 4 – часовой привод

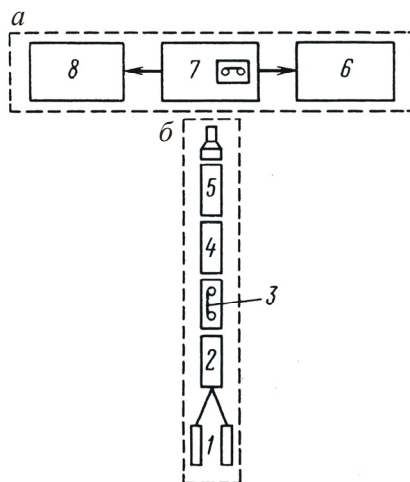


Рис. 3.11. Блок-схема прибора ПАК-1: а – наземная панель (б – программное устройство, 7 – лентопотяжный механизм, 8 – каротажный регистратор); б – скважинный прибор (1 – стальная мембрана, 2 – частотный преобразователь, 3 – блок магнитной записи, 4 – блок управления, 5 – источник питания)

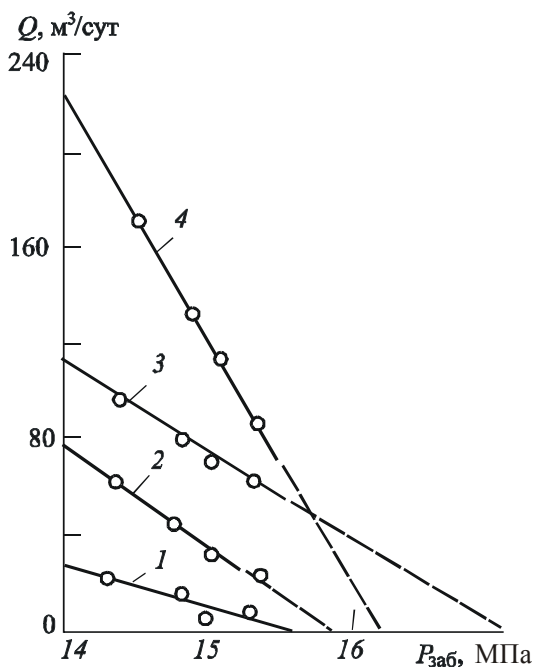


Рис. 3.12. Индикаторные диаграммы, полученные при исследовании многопластового объекта: 1–3 – индикаторные диаграммы для трех отдельных пластов; 4 – суммарная индикаторная диаграмма. Пластовые давления, МПа:  $p_1 = 15,6$ ;  $p_2 = 15,8$ ;  $p_3 = 16,9$ ; суммарное давление  $p_4 = 16,2$  МПа

Индикаторные линии, снятые на четырех режимах работы скважины, имеют линейный вид, что свидетельствует об установившихся режимах их работы (см. рис. 3.12). Пластовое давление, определенное по суммарной кривой 4 для всех трех пластов, оказалось меньше пластового давления, найденного для нижнего пласта (кривая 3). Следовательно, в закрытой скважине вероятен переток из нижнего пласта в верхние. Для установления перетока расходомер необходимо поместить между пласта-

ми и после закрытия скважины снять кривую изменения дебита во времени.

Наличие сведений о давлениях в отдельных пластах, разрабатываемых совместно, позволяет устанавливать интервалы повышенного воздействия на них закачиваемых вод и тем самым прогнозировать опережающее обводнение этих интервалов.

## ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Задачи, решаемые при изучении эксплуатационных характеристик продуктивных пластов.

2. Мероприятия, проводимые по полученным данным об эксплуатационных характеристиках пластов.

3. Цель и задачи механической дебитометрии.

4. Устройство механического дебитомера.

5. Устройство термокондуктивного расходомера.

6. Достоинства и недостатки термокондуктивной расходомерии.

7. Особенности интерпретации данных термокондуктивной расходомерии.

8. Выделение интервалов притока на кривой термокондуктивной расходомерии.

9. Способы измерения пластового давления.

10. Способы измерения забойного давления.

11. Задачи, решаемые по данным измерения давления.

12. Методы определения наличия затрубной циркуляции флюидов.

13. Определение негерметичности обсадной колонны.

14. Признаки по данным термометрии при выявлении негерметичности обсадной колонны.

15. Определение уровня жидкости в скважинах.
16. Эксплуатационные характеристики продуктивного пласта.
17. Физические характеристики пластов, которые подвергаются наиболее существенным изменениям в процессе разработки.
18. Факторы, влияющие на изменение удельного сопротивления пластов в процессе разработки.
19. Выделение обводненных пластов по данным измерения диэлектрической проницаемости.
20. Изменение показаний стационарных нейтронных методов в процессе эксплуатации месторождений.
21. Физические параметры, влияющие на продуктивность пласта.
22. Определение работающей мощности пласта.

## 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ФЛЮИДОВ И УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В КОЛОННЕ

---

Положения уровня жидкости в эксплуатационных скважинах через насосно-компрессорные трубы устанавливают с помощью методов радиоактивного каротажа (НГК, ННКт и ГГК). Они позволяют выявлять уровень жидкости по разному содержанию ядер водорода в единице объема жидкости и газа и различной плотности этих сред. Уровень жидкости выделяют по резкому увеличению интенсивности регистрируемого излучения (рис. 4.1).

Сведения о составе жидкостей и газа, поступающих в скважину, необходимы для более точной интерпретации данных расходомерии, а в конечном итоге – для повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа. Флюиды, которые заполняют стволы работающих или остановленных эксплуатационных скважин, представляют собой смеси нефти, газа, воды и глинистого раствора с преобладанием того или иного компонента. Физические свойства таких смесей изменяются в широких пределах. Смеси различаются также по своей структуре. Для водонефтяной и газовой смеси характерны две основные структуры потока: гидрофильная смесь (нефть или газ диспергированы в виде капель или пузырьков в воде) и гидрофобная смесь (вода рассеяна в нефти или газе). Промежуточная структура названа инверсионной.



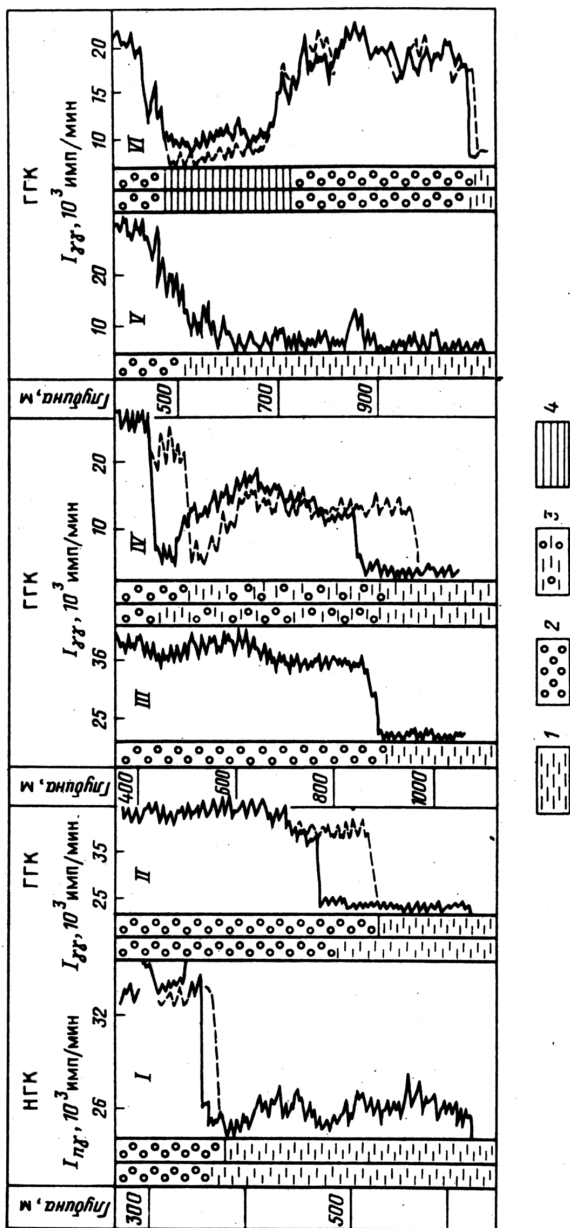


Рис. 4.1. Определение по данным радиометрии положения уровня жидкости в межтрубном пространстве:  
 I – VI – измерения положения уровня жидкости на разных стадиях разработки месторождения; диаграммы, показанные сплошной линией и пунктиром, различаются по времени, прошедшему от остановки глубинного насоса до начала измерений; 1 – жидкость, 2 – газ, 3 – газожидкостная смесь, 4 – парафин

При эксплуатации объектов большой мощности часто встречаются с избирательным обводнением отдельных прослоев. В этих случаях интервалы поступления воды могут быть обнаружены по изменению состава флюида по стволу скважины. Зная соотношения воды, нефти и газа в скважинном флюиде, можно определить границы нефтеводоразделов, интервалов разгазирования и места поступления воды через дефекты в колонне. Исследование флюидов в стволе скважины в основном проводят методами электрометрии (резистивиметрией и влагометрией), радиоактивными методами (гамма-плотномером) и термометрии.

#### **4.1. Резистивиметрия**

Резистивиметрия основана на использовании электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины: удельного электрического сопротивления или проводимости. Резистивиметрия скважины заключается в измерении скважинным резистивиметром электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину.

Чаще всего с помощью резистивиметра определяют место притока воды в скважину и распознавания типа движущейся в стволе скважины смеси – гидрофильной (нефть в воде) или гидрофобной (вода в нефти). Главное назначение резистивиметрии – установление ВНК по резкому увеличению удельного сопротивления при переходе прибора от воды к нефти (рис. 4.2).

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.

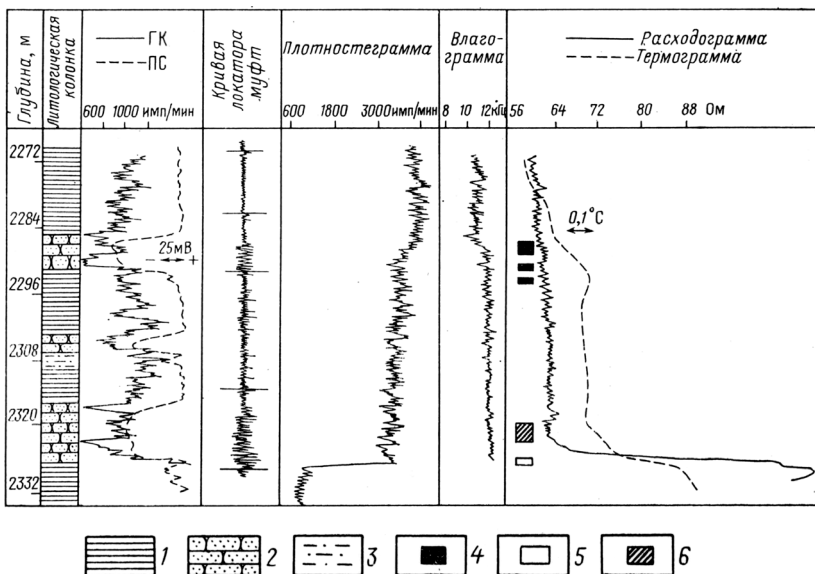


Рис. 4.2. Определение профиля притока и типа флюидов по комплексу методов ГИС: 1 – глина; 2 – песчаник; 3 – алевролит; 4 – нефть; 5 – вода; 6 – нефть с водой

Существуют две модификации резистивиметров – бесконтактные индукционные резистивиметры, предназначенные для измерения удельной проводимости и одноэлектродные резистивиметры на постоянном токе для измерения удельного сопротивления.

## 4.2. Влагометрия

Использование влагометрии для исследования состава скважинной смеси основано на зависимости показаний метода от ее диэлектрической проницаемости. Первичная обработка включает в себя расчет по данным непрерывных и точечных из-

мерений профиля объемного содержания воды в стволе скважины с использованием градуировочной зависимости без учета температурной поправки и поправок за структуру потока.

Влагометрия дает возможность определять состав флюидов в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости, поскольку диэлектрическая проницаемость воды гораздо больше диэлектрической проницаемости нефти и газа. Диэлектрическая проницаемость флюидов измеряется скважинными приборами – влагомерами.

Для исследования расхода жидкости и ее состава по величине диэлектрической проницаемости ее компонентов наиболее широко используется скважинный расходомер-влагомер «Кобра-36РВ» (рис. 4.3, *a*). Аппаратура содержит RC-генератор, в колебательный контур которого включен конденсатор. Протекающая через конденсатор жидкость изменяет его емкость. Прибор является весьма чувствительным индикатором воды, содержащейся в потоке нефти.

Влагомеры позволяют определять процентное содержание воды в флюиде, заполняющем ствол скважины. Их чувствительным элементом служит проточный конденсатор, между обкладками которого при движении прибора по скважине протекает исследуемый флюид. Поскольку диэлектрическая проницаемость воды гораздо больше диэлектрической проницаемости нефти и газа, емкость конденсатора растет с ростом содержания воды в продукции скважины. Пример диаграммы, полученной дебитомером с влагомером, показан на рис. 4.4, *a* (кривая *II*).

Глубинные диэлькометрические влагомеры представляют собой LC- или RC-генераторы, в колебательный контур которых включен измерительный конденсатор проточного типа. Между

обкладками конденсатора протекает водонепятная, газовойдная или многокомпонентная смесь, изменяющая емкость датчика с последующим преобразованием изменения емкости в сигналы разной частоты.

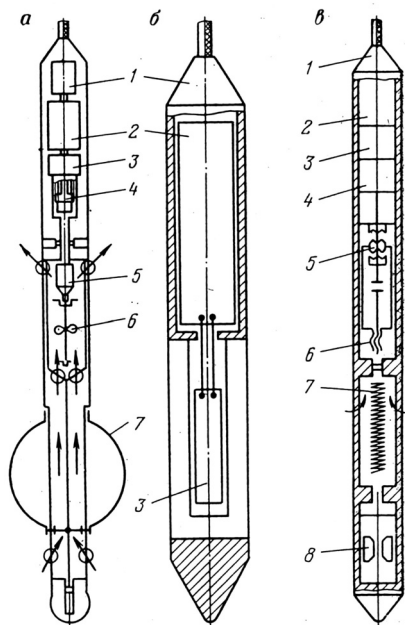


Рис. 4.3. Схема расходомера-влажгомера «Кобра-36 РВ» (а): 1 – электродвигатель, 2 – редуктор, 3 – электронный блок, 4 – передача винт-гайка, 5 – датчик влажности, 6 – датчик расхода, 7 – пакер; преобразователя температуры ТЧГ-28 (б): 1 – корпус, 2 – электронный блок, 3 – датчик температуры; преобразователя давления МГД-36 (в): 1 – корпус, 2 – электронный блок, 3 – электродвигатель, 4 – редуктор, 5 – муфта переключения, 6 – передача винт-гайка, 7 – измерительный узел, 8 – струнный датчик

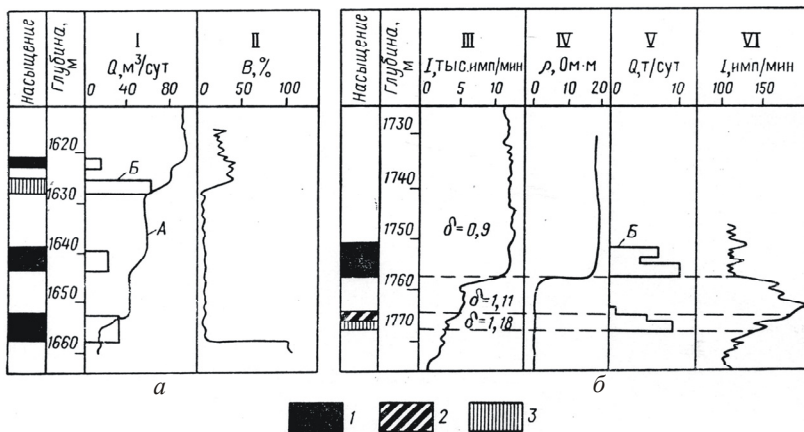


Рис. 4.4. Исследование эксплуатационных скважин дебитомерами в комплексе с влагомером (а) и гамма-плотномером (б). *I, V* – дебитограммы: *A* – интегральная, *B* – дифференциальная; диаграммы: *II* – влагомера, *III* – гамма-плотномера, *IV* – резистивиметра, *VI* – метода наведенной активности кислорода. Интервалы, отдающие: *1* – нефть, *2* – нефть с водой, *3* – воду

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

### 4.3. Плотностеметрия

Плотностной гамма-каротаж применяют для определения состава жидкости в стволе скважины и 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).

Плотностеметрия основана на изучении плотности жидкостей в стволе скважины с помощью гамма-гамма-метода прибором гамма-плотномером (ГПП), с помощью которого измеряется интенсивность поглощения гамма-квантов флюидом, заполняющим скважину. Между интенсивностью гамма-излучения и плотностью изучаемой среды существует обратная связь. Следовательно, на кривых плотностеграммы переход от воды к нефти отмечается повышением интенсивности рассеянного гамма-излучения.

На рис. 4.5 измерения плотномером типа ГПП-1М и расходомером проведены в процессе работы скважины через межтрубное пространство.

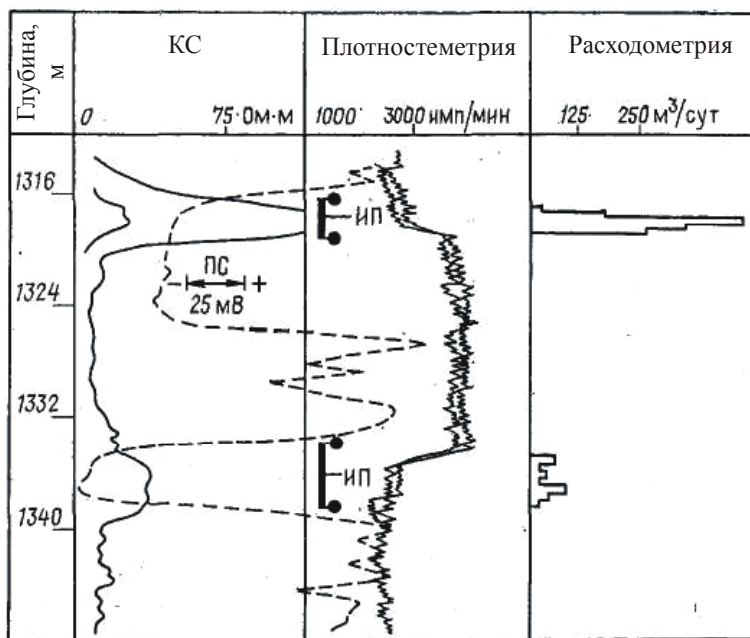


Рис. 4.5. Результаты комплексных измерений плотномером и механическим расходомером (ИП – интервалы перфорации)

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 исследований – до 55 %. По кривой плотномера плотность жидкости в интервале 1335,2–1338,2 м равна  $1,14 \text{ г/см}^3$ , что соответствует значительному содержанию минерализованной воды в смеси, поступающей из пласта. Примерно такая же плотность жидкости ( $1,12 \text{ г/см}^3$ ) наблюдается в интервале 1316–1319 м, что свидетельствует об обводнении и этого пласта.

На дебитограмме (см. рис. 4.4, *а*) выделяют четыре интервала с притоком. Из них три интервала отдают нефть, а четвертый (1626–1628 м) – воду. На рис. 4.4, *б* дебитограмма показывает наличие притоков жидкости в интервалах 1751–1756 и 1764–1768 м. В нижней части последнего интервала плотность флюида ( $\delta = 1,18 \text{ г/см}^3$ ) практически совпадает с плотностью соленой пластовой воды. Эта часть разреза отдает воду, что хорошо видно по увеличению наведенной активности кислорода на глубине 1768 м. Прикровельная часть нижнего интервала отдает воду с нефтью, что приводит к некоторому росту показаний плотномера до  $1,11 \text{ г/см}^3$  (промежуточным для нефти и пластовой воды).

Интервал 1751–1756 м отдает нефть, благодаря чему показания плотномера растут до значений  $0,9 \text{ г/см}^3$ . На диаграмме резистивиметра видно изменение фазового состояния флюида на глубине 1756 м. На глубине свыше 1756 м его проводимость имеет высокие значения в связи с нахождением нефти в виде изолированных капель в воде. Выше глубины 1756 м, наоборот,



жидкость в скважине представляет собой нефть с каплями воды и поэтому имеет высокое сопротивление.

Следует отметить, что для оценки обводнения продукции изучаемого пласта данных плотномера и влагомера бывает иногда недостаточно. В этом случае названные методы надо комплексовать с дебитометрией.

Компенсированный измерительный зонд ГГК содержит ампульный источник и два детектора гамма-излучения. Зонд располагают на выносном башмаке, который в процессе исследований прижимают к стенке скважины рабочей поверхностью, или в защитном кожухе скважинного прибора, когда к стенке скважины прижимают весь прибор. Так, например, плотномер МПЛ2 предназначен для измерения плотности скважинного флюида в интервалах исследования, для определения интервалов нарушения герметичности насосно-компрессорных труб и отбивки интервалов разгазирования.

#### **4.4. Кислородный нейтронный гамма-метод**

Данные кислородного нейтронного гамма-метода (КАНГМ) позволяют устанавливать границы подвижной и застойной воды в колонне, определять скорость движения воды, оценивать ее дебит, устанавливать водонефтяной и газоводяной разделы в стволе скважины, выявлять интервалы притока воды в эксплуатационной скважине из перфорационных отверстий и мест негерметичности обсадных колонн и устанавливать зоны затрубной циркуляции воды. Глубинность КАНГМ невелика (не более 20 см), что позволяет исследовать состав флюидов в ко-

лонне и затрубном пространстве при минимальном влиянии окружающих пород.

При применении кислородного метода используются скважинные установки двух типов – однозондовая и двухзондовая. В однозондовой установке обычно используют прямой зонд, который может быть и нижним и верхним в зависимости от условий проведения измерений. Длина прямого зонда 50 см, обращенного – 25 см.

Граница подвижной и застойной воды в стволе скважины отмечается по увеличению показаний прямого зонда  $I_{пр}$  и уменьшению показаний обращенного зонда  $I_{обр}$ . Положение этой границы ориентировочно устанавливается по непрерывным диаграммам и затем уточняется по результатам точечных измерений. Точечные измерения выполняют с шагом 0,5 м. Истинное положение границы подвижной и застойной воды фиксируется по результатам комплексной интерпретации данных КАНГМ, расходомеррии, термометрии и методов определения состава флюидов (рис. 4.6).

На диаграмме, полученной при спуске прибора, минимальные показания фиксируются над нефтеносным пластом, где содержание воды в 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  $I_{КАНГМ}$  максимальны. При записи кривой на подъеме прибора показания  $I_{КАНГМ}$  в зоне водоотдающего пласта значительно возрастают, а в зоне верхнего нефтеносного пласта уменьшаются.

Положение водонефтяного или газовойдяного раздела, места притоков воды в скважину могут быть достаточно надежно установлены по диаграмме кислородного метода, полученной одним зондом. Для оценки содержания воды и нефти (газа) в смеси и скорости движения флюида необходимы два замера – прямым и обращенным зондами (рис. 4.6).

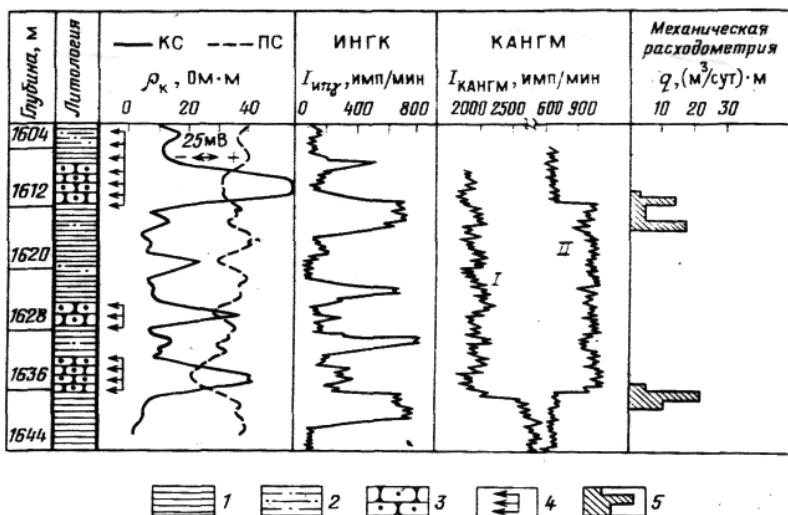


Рис. 4.6. Определение мест притока воды и нефти в действующей скважине по данным кислородного метода и механической расходомертии. Замеры КАНГМ: I – при спуске, II – при подъеме; 1 – глина, 2 – алевролит, 3 – нефтеносный песчаник, 4 – интервал перфорации, 5 – места притока

Исследования проводят в фонтанирующей скважине в перфорированных участках и призабойной зоне, где обычно имеется неподвижная вода. В случае перекрытия интервала исследования насосно-компрессорными трубами на время измерений

скважину переводят в режим фонтанирования по межтрубному пространству.

Первая кривая  $I_{\text{КАНГМ}}$  регистрируется при спуске прибора (счетчик гамма-квантов расположен над источником нейтронов), вторая – при подъеме. Скорость записи необходимо выбирать так, чтобы максимально обеспечить нулевую относительную скорость потока флюида и прибора в интервале водоотдающего пласта.

#### 4.5. Барометрия

Барометрия основана на изучении поведения давления или градиента давления по стволу скважины или во времени. Метод барометрии применяют: для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений; оценки депрессии (репрессии) на пласты; определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления; оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси.

Измерения выполняют глубинными манометрами (см. рис. 3.10 и 3.11 в подразд. 3.4), которые подразделяют на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Их подразделяют также на манометры с автономной регистрацией, которые опускают на скрепковой проволоке, геофизическом кабеле (с последующим оставлением на якорю в заданном интервале) или в составе пластоиспытателей, и дистанционные, работающие на геофизическом кабеле.

## 4.6. Шумометрия

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

Метод акустической шумометрии применяют для выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами, а также интервалов заколонных перетоков газа, выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Чувствительным элементом акустической шумометрии является пьезоэлектрический преобразователь (гидрофон), расположенный в отдельном модуле сборки притока – состава или конструктивно совмещенный с одним из приемников акустической цементометрии (в последнем случае измерения проводят отдельной спуско-подъемной операцией при выключенном излучателе).

Скорости и коэффициент ослабления (затухания) упругих волн при разработке залежей зависят от текущей нефтегазонасыщенности пород и частично определяются изменением их напряженного состояния при снижении или повышении (в нагнетательных скважинах) пластового давления. Наибольший интерес представляет зависимость акустических характеристик от типа флюидов, насыщающих породы.

Затухание упругих волн в горных породах обусловлено потерями на вязкостное трение (из-за неидеальной упругости среды), а для продольных волн также необратимыми термическими потерями энергии из-за теплообмена между сжатыми и растянутыми участками среды. В многофазных средах кроме указанных процессов между фазами сжатия и растяжения в пределах дли-

ны волны наблюдаются аналогичные процессы между наполнителями пор и твердой фазой (стенками пор). Они возникают из-за различной плотности, вязкости и сжимаемости твердой фазы и соответствующих свойств заполнителей пор. При этом термические потери энергии часто намного больше поглощения вязкостного трения.

При смене типа насыщающего флюида значения коэффициентов затухания продольных  $\alpha_p$  и поперечных волн  $\alpha_s$  меняются в противоположных направлениях (в области частот  $f < n \cdot 10^4$  Гц).

Различия коэффициентов затухания в пластах с разным типом флюидов увеличивается с ростом частоты  $f$  и могут достигать 300–400 % (для пластов с  $K_{\text{п}} = 20$  %) независимо от минерализации воды.

Для контроля текущего соотношения водо-, нефте-, газонасыщенности, особенно при вытеснении газа водой или воды газом, можно использовать также акустическое частотное зондирование, т.е. величину  $\partial d / \partial f$  (рис. 4.7). Другая сложность, возникающая при использовании акустического метода каротажа (АК) по затуханию в обсаженных скважинах для контроля процессов вытеснения пластовых флюидов при разработке месторождений, – существенная зависимость результатов АК от состояния цементного камня и его связи (сцепления) с обсадной колонной и горными породами. Однозначное заключение о смене насыщающего флюида получают только при надежном сцеплении колонны и породы с цементным камнем.

Уменьшения влияния скважины на показания АК достигают при использовании упругих колебаний пониженной частоты (низкочастотный или широкополосный акустический метод). Однако

и при этом в интервалах с плохим сцеплением колонны и породы с цементом информативность метода остается более низкой.

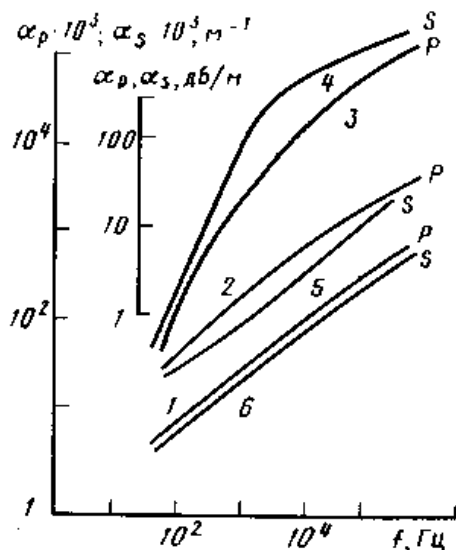


Рис. 4.7. Зависимость коэффициента поглощения продольных  $\alpha_p$  и поперечных  $\alpha_s$  волн в песках различного насыщения от частоты колебаний: 1, 4 – вода; 2, 5 – нефть; 3, 6 – газ (1–3 – эксперимент, 4–6 – расчет)

Шумометрия основана на изучении распределения по глубине скважины интенсивности «естественных» механических колебаний сред, сопровождающих различные технологические процессы, в том числе движения жидкости и газа по пласту, заколонному пространству и т.д. Она позволяет выделять место притоков газа и жидкости в скважину и оценивать дебиты каждого работающего интервала; определять характер притока (од-

нофазный или двухфазный) и проводить диагностику состояния ствола скважины (цементного камня, обсадной колонны).

Источником шума при движении газа или жидкости является турбулентность их потоков. Область с наиболее развитой турбулентностью потоков – это обычно место сообщения скважины с пластом. В структуре турбулентности потока выделяют две его составляющие – продольную (акустическую) и поперечную (вихревую). Акустическая энергия турбулентности потока передается во внешнюю среду, неакустическая (вихревая) быстро гаснет с расстоянием. Интенсивность (мощность) шума пропорциональна восьмой степени скорости турбулентного движения флюида (средней скорости отдельных элементарных объемов среды). Частота колебаний среды, при которой наблюдается максимум спектра шума, пропорциональна  $v^2$ .

При шумометрии измеряют мощность (или амплитуду) шума  $S_y$  в отдельных спектральных интервалах или суммарную мощность  $S$  во всем диапазоне спектра. Амплитуду шума принято регистрировать в  $\log S$ . Это обеспечивает прямую пропорциональность площади аномалии  $\log S$  и дебита, получаемого из этого интервала.

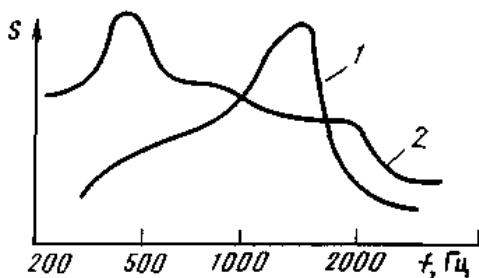


Рис. 4.8. Спектр шума против пластов, отдающих газ (1) и газ с водой (2)



Спектры шумов при двухфазном течении флюидов (вода, газ) разделяют на три вида течения флюидов; эмульсионное, слабое проточное и сильное проточное. Первое течение происходит с образованием цепочки пузырьков и характеризуется пиком спектра в диапазоне частот 300–600 Гц (рис. 4.8). В случае слабого проточного течения амплитуда шума после 200 Гц в целом уменьшается, но наблюдаются небольшие пики, соответствующие пикам эмульсионного режима. Для сильного проточного режима характерен максимум амплитуд шума при 200 Гц. Таким образом, двухфазные течения в целом характеризуются максимумом шума в интервале 200–600 Гц. В области 1000 Гц спектры двухфазного и однофазного потоков близки друг другу (см. рис. 4.8).

#### **4.7. Термометрия**

Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при исследовании эксплуатационных характеристик пласта. Распределение естественной температуры пород по глубине характеризуется геотермой – температурной кривой, записанной в простаивающей скважине, удаленной от мест закачки и отбора флюида. Геотерма принимается за базисную температурную кривую. Сопоставление термограмм скважин с геотермой позволяет по расхождению между ними выделять интервалы нарушения теплового равновесия, вызванного процессами, происходящими в пласте и стволе скважины, и по характерным отличиям судить о причине нарушения теплового равновесия. При отсутствии геотермы по данной скважине используется типовая геотерма для данного месторождения.

В неперфорированных пластах по данным термометрии прослеживают местоположение закачиваемых вод по площади

и возможный их переток в затрубном пространстве. В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов обводнения (отдающих в эксплуатационной и поглощающих в нагнетательной скважинах).

Прослеживание фронта распространения по пласту закачиваемой воды базируется на различии температуры нагнетаемой жидкости и пластовых вод. Обводненный пласт, в который обычно закачивается вода с меньшей температурой, чем пластовая, отмечается на термограмме отрицательной аномалией по сравнению с геотермой  $\Gamma$  (рис. 4.9). Обводненный пласт определяется по положению точки, характеризующейся минимальной температурой  $\Delta t$  и ее отклонением от геотермы  $\Gamma$ , т.е. интервал прорыва закачиваемых вод по пласту регистрируется отрицательной температурной аномалией. Точки пересечения линии, проведенной на расстоянии  $\Delta t/2$  параллельно геотерме, с термограммой определяют интервал прохождения температурного фронта нагнетаемых вод.

Общим признаком затрубной циркуляции между пластами-коллекторами является резкое понижение геотермического градиента в интервале перетока, вплоть до нулевых значений.

Нефтеотдающие интервалы отмечаются положительными приращениями температуры, обводнившиеся – пониженными значениями относительно соседних участков.

Метод высокочувствительной термометрии (используются термометры чувствительностью 0,02 °С) позволяет выделять нефтеносные и водоносные пласты в остановленных скважинах за счет формирования температурных аномалий в работающих пластах до остановки скважин. По положительным температурным аномалиям относительно кривой геотермического градиента могут быть выявлены нефтеносные интервалы (рис. 4.9 и 4.10).

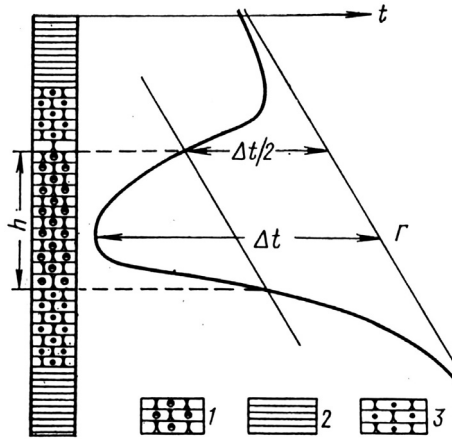


Рис. 4.9. Выделение обводненного участка пласта по данным термометрии: 1 – обводненный нефтеносный песчаник; 2 – глина; 3 – нефтеносный песчаник;  $h$  – часть пласта, обводненная нагнетаемой водой

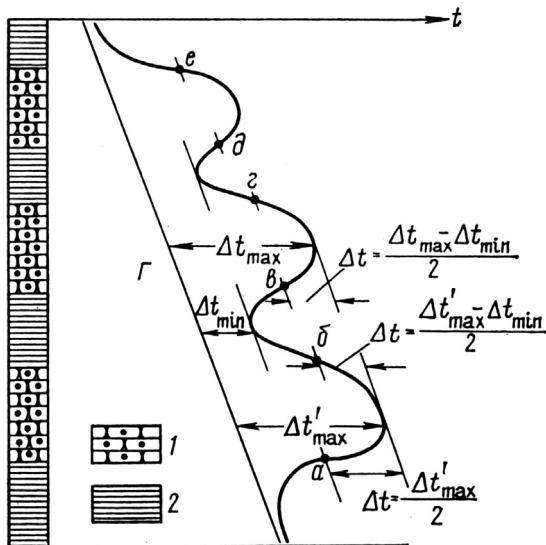


Рис. 4.10. Выделение нефтеносных пластов в закрепленных скважинах методом высокочувствительной термометрии: 1 – нефтеносный песчаник; 2 – глина;  $a-e$  – точки отбивки границ пластов

Для получения максимального температурного эффекта против нефтеносных пластов необходимо проводить исследования высокочувствительной термометрией не более чем через 2–3 суток после остановки скважины.

Термометрия применяется: для выделения работающих (отдающих и принимающих) пластов; выявления заколонных перетоков снизу и сверху; выявления внутриколонных перетоков между пластами; определения мест негерметичности обсадной колонны, НКТ и забоя скважины; определения нефтегазоводопритоков; выявления обводненных пластов; определения динамического уровня жидкости и нефтеводораздела в межтрубном пространстве; контроля работы и местоположения глубинного насоса; определения местоположения низа НКТ; оценки расхода жидкости в скважине, оценки  $P_{пл}$  и  $P_{нас}$ ; определение  $T_{пл}$  и  $T_{заб}$ ; контроля за перфорацией колонны; контроля за гидроразрывом пласта.

В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов притока (приемистости), определения отдающих (поглощающих) пластов и установления интервалов обводнения. В неперфорированных пластах термометрия служит для прослеживания местоположения температурного фронта закачиваемых вод.

Круг потенциально решаемых задач и объемы исследований для термометрии наибольшие. Это позволяет считать термометрию одним из основных методов в комплексе геофизических методов, что обусловлено его высокой информативностью. Высокая информативность, в свою очередь, связана с высокой чувствительностью термометров к различного рода изменениям состояния скважины и пласта.

Для измерения температуры применяют термометры сопротивления, спускаемые на геофизическом кабеле. Существуют тер-

мометры двух типов: высокочувствительные и с обычной чувствительностью до 0,3 °С. Действие основано на изменении сопротивления металлического проводника с изменением температуры.

## ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Использование данных по шумометрии для решения геологических задач.
2. Определение состава флюида в скважине.
3. Измерение состава флюида с помощью гамма-плотномера.
4. Применение влагометрии и принцип работы влагомера.
5. Задачи, решаемые термическими исследованиями.
6. Тепловые явления контроля за разработкой.
7. Определение состава флюида по данным электрического сопротивления.
8. Способы измерения состава флюида в скважине.
9. Источники гамма-излучения, применяемые в плотномере.
10. Искажения температурного поля, наблюдаемые в скважинах.
11. Влияние гидрофобной смеси на показания индукционного резистивиметра.
12. Использование метода высокочувствительной термометрии для выявления интервалов перфорации.
13. Геолого-технические характеристики внутрискважинного и затрубного пространства, определяемые по показаниям барометрии.
14. Задачи, решаемые по данным кислородного метода (КАНГМ).
15. Влияние типа флюида, насыщающего породу, на скорость и поглощение акустических волн.

## **5. КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА И ПРИЕМИСТОСТИ ПЛАСТА**

---

Для повышения интенсификации разработки имеется ряд методов физико-химических воздействий на горную породу – химических, тепловых, барических, акустических, их сочетаний. К таким методам относятся: соляно-кислотная обработка прискважинной части пласта, паротепловое воздействие, термозаводнение, гидравлический разрыв пласта, внутрислоевого горение, термобарохимическое, акустическое и комбинированное воздействие и др.

Рассмотрим некоторые гидродинамические и геофизические методы воздействия на эксплуатационные объекты.

### **5.1. Контроль процесса соляно-кислотной обработки**

Контроль процесса соляно-кислотной обработки прискважинной части пласта на водной и ацетоновой основе производится радиоактивными методами и расходометрией.

Соляно-кислотная обработка коллекторов на водной основе применяется с целью повышения фильтрационных свойств при-

скважинной части пластов, представленных карбонатными породами (известняками, доломитами) или песчаниками с карбонатным и железистым цементом. Раствор соляной кислоты, воздействуя на карбонатный скелет или цемент породы, частично растворяет их. Образующиеся при этом продукты химической реакции – хлориды кальция, магния, железа, вода, углекислый газ – удаляются вместе с нефтью или газом при работе пласта. В итоге фильтрующие каналы расширяются, возрастает проницаемость прискважинной части коллектора и увеличивается приток флюида из пласта.

Соляно-кислотная обработка коллекторов на ацетоновой основе применяется с целью увеличения нефтеотдачи пласта путем улучшения проницаемости коллектора за счет растворения соляной кислотой карбонатных и железистых минералов, диспергирования ацетоном проникающих в поры коллектора глинистых частиц промывочной жидкости и глинистого цемента и «осушения» ацетоном остаточной воды.

Контроль за процессом соляно-кислотной обработки пласта осуществляется с помощью метода меченых атомов, для чего в раствор добавляется радиоактивный изотоп, например йод-131. Кривые ГК, зарегистрированные до (ГК1) и после (ГК2) закачки активированной кислоты, позволяют установить интервалы ее проникновения по превышению показаний ГК2 над ГК1.

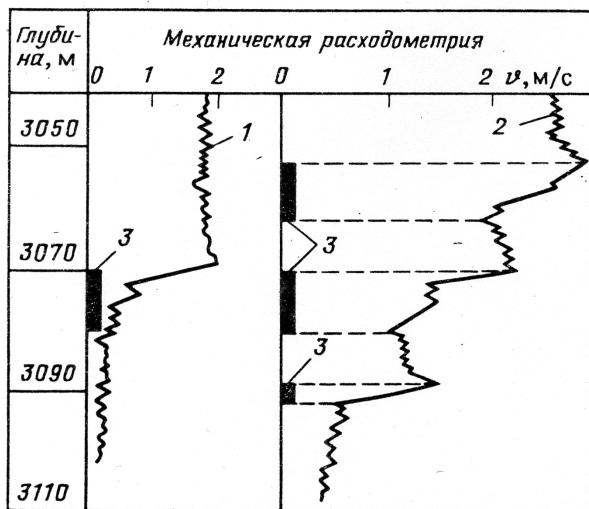


Рис. 5.1. Изменение работающей мощности пласта после соляно-кислотной обработки: 1 – до обработки соляной кислотой, 2 – после нее, 3 – работающие интервалы

Эффективность соляно-кислотной обработки прискважинной части пласта может быть определена с помощью данных расходометрии. На рис. 5.1 видно, что первоначально газ поступал из интервала 3071–3079 м, а после соляно-кислотной обработки появились притоки газа еще из двух интервалов – 3053–3060 и 3089–3091 м.

## 5.2. Тепловые методы воздействия на пласт

Тепловые методы, при использовании которых тепло вводится в пласт с поверхности (нагнетание горячей воды, водяного пара и др.) или тепло образуется непосредственно в пласте за счет, например, внутрипластового горения, применяются с це-



лью интенсификации процесса отбора нефти. Контроль за процессом теплового воздействия осуществляется термометрией, радиометрией и расходомерией. Главным методом является термометрия.

В паронагнетательных скважинах с помощью данных термометрии определяют:

- герметичность колонны;
- интервалы приемистости пара и его распределения в них;
- изменение температуры и влажности пара в скважине со временем и темпом нагнетания;
- количество тепла, внесенного в пласт, и тепловые потери во вмещающие породы.

На температурной кривой процесс охвата пласта тепловым воздействием при сравнении с геотермограммой отмечается положительной аномалией за счет кондукции, конвенции и дросселирования. При термозаводнении обычно определяют температурное поле эксплуатируемых пластов и строят карты изотерм разрабатываемых залежей.

При нагнетании в пласт горячей воды – термозаводнении – увеличение притока флюидов происходит за счет снижения вязкости нефти, уменьшения выпадения из нефти парафинов и смолистых веществ. При этом нефтеотдача повышается на 8–12 %.

***Паротепловое воздействие на пласт*** широко применяется для вытеснения нефти высокой вязкости (свыше 50–100 мПа·с) из неглубоко залегающих пластов (до 700 м) с большой мощностью (свыше 10 м). При паровом воздействии в неглубоких скважинах и больших мощностях пласта (>10 м) обеспечивается на месторождениях нефти высокой вязкости нефтеотдача пластов до 40–60 %.

Пар, обладая высоким теплосодержанием, обеспечивает ускоренный темп ввода в пласт тепловой энергии и снижает тепловые потери во вмещающих породах.

Прогрев паром скважины со временем приводит к снижению границы раздела пар – жидкость за счет выпаривания воды из затрубья. В случае герметичности колонны от границы раздела фаз до интервала перфорации при постоянном темпе нагнетания пара температура убывает примерно по экспоненциальному закону, при негерметичности колонны отмечается резкое изменение угла наклона термограммы. Место нарушения колонны в зоне нагнетательных труб устанавливается по плавному излому термограммы, нарушение с заколонным перетоком вверх по стволу скважины отмечается снижением градиента температуры выше места повреждения, при заколонном перетоке вниз по скважине место ухода жидкости в нижележащий пласт фиксируется повышением градиента температуры.

При естественном охлаждении скважины термограмма имеет ступенчатый вид, а напротив места нарушения возникает положительная температурная аномалия; при искусственном охлаждении скважины путем закачки холодной воды в затрубное пространство место нарушения отметится понижением температуры (рис. 5.2).

Интервалы приемистости устанавливаются в режиме остывания скважины после закачки холодной воды. Принимающие интервалы четко фиксируются отрицательной аномалией  $\Delta T$ .

Геофизические исследования добывающих скважин при паротепловом воздействии на пласт включают в себя расходомерию вдоль фильтра работающей скважины и снятие профиля температуры в интервале продуктивного пласта.

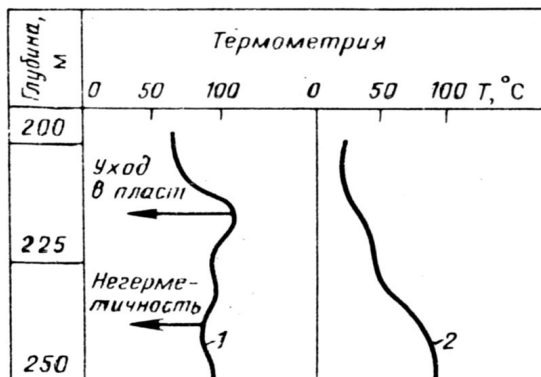


Рис. 5.2. Определение негерметичности обсадной колонны по данным термометрии, при естественном (1) и искусственном (2) охлаждении скважины

**Метод внутрислоевого горения** заключается в создании в нефтяном пласте высокотемпературной зоны (около 200 °C и выше), которая при нагнетании окислителя (воздуха) перемещается от нагнетательной скважины к эксплуатационным.

После инициирования горения в нагнетательную скважину закачивают сначала кислород (для розжига пласта), затем воздух и воду в определенном соотношении. Вода испаряется в окрестности фронта горения и переносит генерируемое тепло в область впереди него, в результате этого возникают обширные зоны прогрева за счет насыщенного пара и сконденсированной горячей воды (рис. 5.3). Размер области прогрева пород впереди фронта горения достигает 100–150 м и более.

Выделяют три вида слоевого горения: сухое горение, когда на 1000 м<sup>3</sup> воздуха закачивается 1–3 м<sup>3</sup> воды; влажное – на 1000 м<sup>3</sup> воздуха закачивается от 3 до 5 м<sup>3</sup> воды; сверхвлажное – на 1000 м<sup>3</sup> воздуха закачивается более 5 м<sup>3</sup> воды.

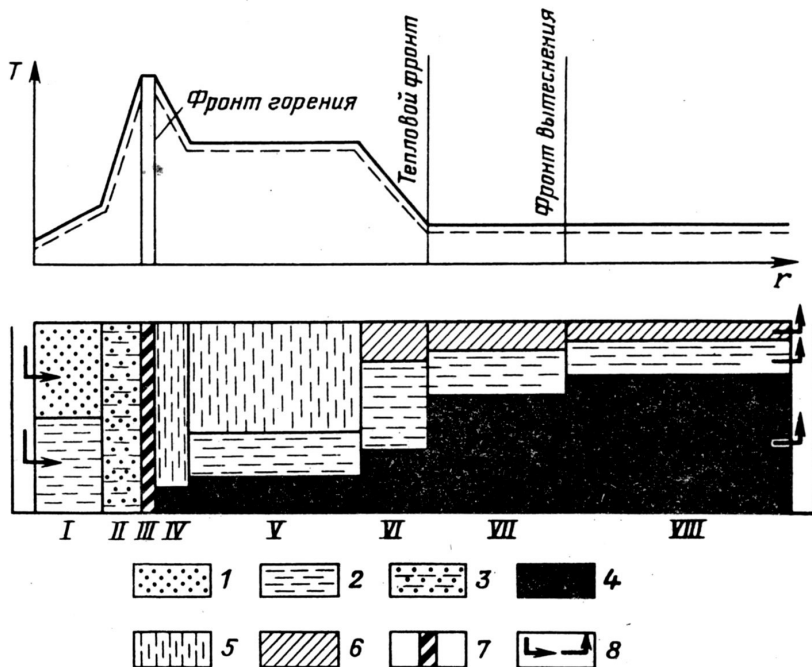


Рис. 5.3. Схема внутрипластового горения: 1 – воздух; 2 – вода; 3 – смесь пара и воздуха; 4 – нефть; 5 – смесь пара и газов горения; 6 – газы горения; 7 – фронт горения; 8 – направления движения флюидов

Для создания очага горения применяют различные глубинные нагреватели, обычно электрические или газовые. После нагрева призабойной зоны в скважину подается окислительный агент (воздух) для воспламенения нефти. Тепловые методы применяются главным образом на месторождениях с высоковязкими нефтями. Основным ограничивающим фактором применения тепловых методов является глубина залегания пласта, которая должна быть не более 1000–1200 м. Прирост нефтеотдачи, по сравнению с обычным заводнением, от 10 до 50 %.

При внутрисловоном горении возникают обширные зоны прогрева за счет насыщенного пара и сконденсированной горячей воды. При этом нефть вытесняется:

- паром и горячей водой;
- испарившимися в зоне пара легкими фракциями нефти;
- водогазовыми смесями;
- пеной, возникающей при взаимодействии углекислого газа с нефтью и водой;
- эмульсиями, образующимися в процессе горения и содержащими поверхностно-активные вещества – альдегиды, кетоны, спирты.

При внутрисловоном горении в пласте отмечается несколько участков (см. рис. 5.3):

выжженная зона, расположенная между забоем нагнетательной скважины и фронтом горения, где выделяются две подзоны (*I*, *II*): воды и воздуха до перегретого пара с высокой температурой;

зона горения (*III*), узкая зона (десятки сантиметров) с  $t = 350 \dots 1000$  °С;

зона перегретого пара (*IV*), в пределах которой температура падает от температуры фронта горения до температуры конденсации (испарение пара);

зона насыщенного пара (*V*) – «паровое плато»;

зона горячей воды (*VI*), где происходит полная конденсация пара: температура меняется от температуры конденсации пара до начальной пластовой;

зона, не охваченная тепловым воздействием (*VII*), начальные температурные условия и резкие величины насыщенности коллектора нефтью, газом, водой;

зона подвижной нефти (*VIII*).

Контроль внутрислоевого горения осуществляется с помощью термометрии и радиометрии. Термометрия в нагнетательных скважинах позволяет определить поглощающие пропластки, устанавливать продвижение фронта горения.

В начальный момент времени на термограмме фиксируется максимум температуры. Длительное нагнетание воздуха и воды приводит к снижению температуры в призабойной зоне скважины по сравнению с зоной горения.

В однородных пластах с  $h < 2-3$  м горение начинается с кровли, а потом распространяется сверху вниз по всему пласту. Это перемещение можно зафиксировать временными измерениями температуры. При горении и испарении нефти возможно движение значительного количества газопродуктов. Тогда в работающих скважинах могут фиксироваться пониженные температуры за счет дроссельного эффекта. Определить охват процессом термического воздействия по толщине можно по контрольным скважинам, толщину прогретых горных пород – по термометрии, толщину газонасыщения – нейтронным методом. Степень охвата пласта термическим воздействием по толщине можно оценить также с помощью межскважинных исследований индикаторным методом по родону. В нагнетательную скважину закачивается родоновая вода и продавливается нагнетаемым воздухом. В контрольной скважине периодически фиксируется величина гамма-активности исследуемого пласта, которая сравнивается с фоновыми значениями гамма-поля. Повышение поля будет соответствовать интервалам, в которых будет протекать процесс внутрислоевого горения.

### 5.3. Гидравлический разрыв пласта

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) заключается в создании в коллекторе серии горизонтальных и вертикальных трещин с помощью закачки вязкой жидкости в пласт под высоким давлением. Образование и развитие трещины приводит к тому, что площадь сечения пласта начинает увеличиваться. Жидкость, проникая в пласт, расширяет существующие трещины и формирует новые. Чтобы не допустить смыкания образовавшихся трещин, в рабочую жидкость добавляют закрепляющий агент (проппант), который вместе с ней закачивается в трещину. Проппант остается на месте и не дает трещине закрыться, сохраняя на протяжении всего периода добычи проводящий канал, увеличивающий зону притока коллектора. Обычно в качестве проппанта используется песок или какой-либо гранулированный высокопрочный заменитель. При работе с карбонатными породами в качестве рабочей жидкости ГРП может быть использована кислота, которая растворяет породу, оставляя после себя каналы выщелачивания, уходящие далеко в глубь коллектора.

С момента внедрения ГРП был и остается одним из основных инженерных инструментов увеличения производительности скважин. Эффект достигается за счет:

- создания проводящего канала (трещины) через поврежденную (загрязненную) зону вокруг скважины, с целью проникновения за границы этой зоны;
- распространения канала (трещины) в пласте на значительную глубину с целью дальнейшего увеличения производительности скважины;
- создания канала (трещины), который позволил бы изменить, повлиять на течение флюида в пласте.

В общем случае ствол скважины разрушается, т.е. горная порода растрескивается, под воздействием гидравлического давления рабочей жидкости, при этом возникает «гидравлическая» трещина. Вектор напряжения лежит в горизонтальной плоскости и приводит к расщеплению пород в вертикальной плоскости. Схема закачки проппанта в трещину приведена на рис. 5.4. Как видно по профилю напряжений при ГРП (рис. 5.5), давление разрыва горной породы находится в пределах от 550 до 850 атм (55–85 МПа), боковая поверхность трещины имеет значительные размеры (порядка 480 м<sup>2</sup>).

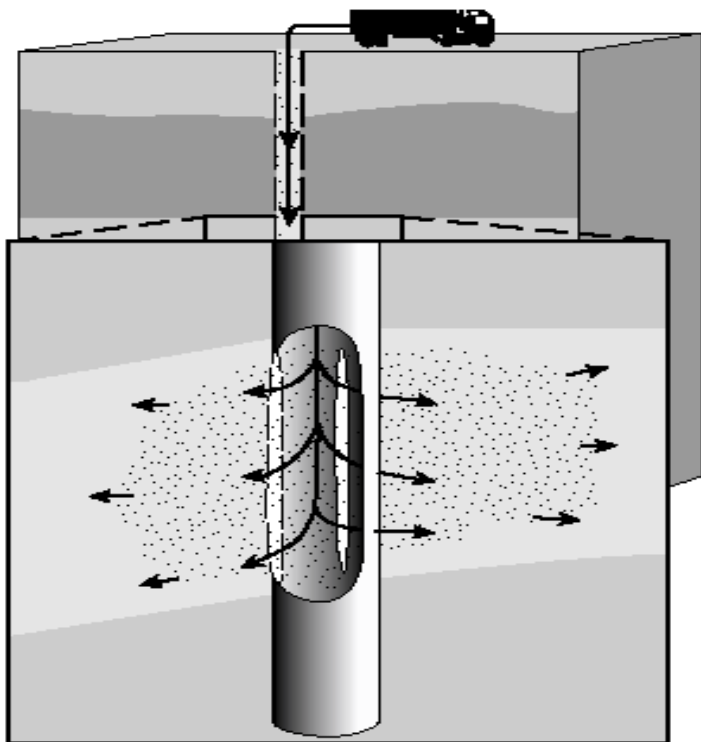


Рис. 5.4. Закачка проппанта в трещину



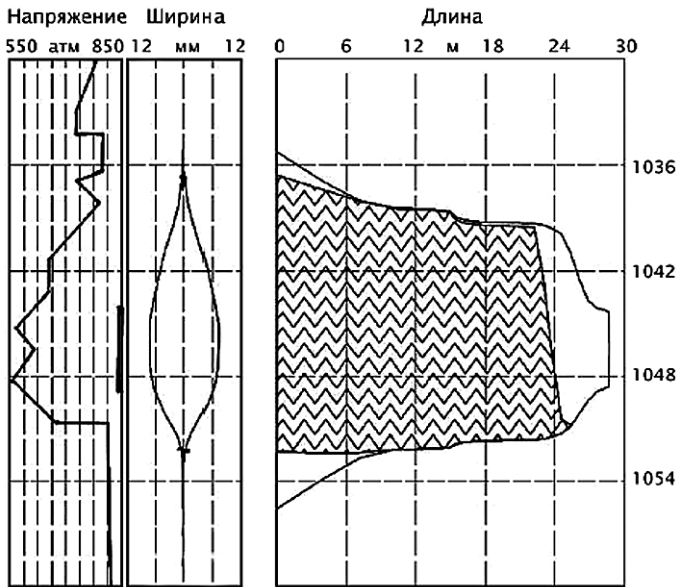


Рис. 5.5. Профиль напряжений

Контроль гидравлического разрыва пласта производится методами радиометрии, термометрии и расходомерии.

Использование метода радиоактивных изотопов заключается в следующем. Участки пласта, подвергшиеся воздействию гидравлического разрыва, и образовавшиеся зоны трещиноватости определяются с помощью песка, активированного радиоактивными изотопами. Для этого большую порцию песка (200–250 кг) смешивают с небольшим количеством (2–5 кг) активированного песка. После гидравлического разрыва пласта участки пласта, в которых образовались трещины, можно выделить по повышенным показаниям диаграммы гамма-каротажа (ГК), зарегистрированной после разрыва пласта и закачки активированного песка (рис. 5.6).

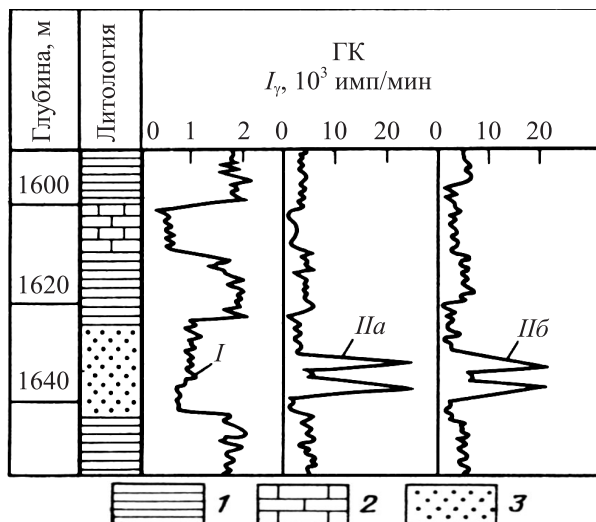


Рис. 5.6. Пример контроля гидроразрыва пласта методами изотопов.

Кривые ГК: *I* – до гидроразрыва, *IIa*, *IIб* – после гидроразрыва;

*I* – глина; *2* – известняк; *3* – песок

Показания  $I_{\gamma}$  на повторной кривой ГК напротив интервалов, принявших активированный песок, будут выше относительно первого замера. На рисунке видно наличие трещин на глубинах 1631 и 1635 м.

Кривые  $I_{\gamma}$ , зарегистрированные после гидроразрыва с помощью двух счетчиков, расположенных диаметрально противоположно, идентичны (см. рис. 5.6), что свидетельствует о горизонтальном расположении трещин.

Контроль результатов гидроразрыва пласта возможно осуществлять также по данным термометрии при условии отличия температуры задавливаемой жидкости от температуры пласта. В этом случае напротив трещин, в которые проникла жидкость, будут отмечаться в течение некоторого времени температурные

аномалии относительно геотермы. Данные расходомерии также позволяют проводить контроль результатов гидроразрыва пласта – повторный замер расходомером в случае образования трещин в коллекторе отметит увеличение притока флюида.

#### **5.4. Барохимическое воздействие на пласт**

В последнее время для увеличения притока (приемистости) пластов используется термобарохимическое воздействие с помощью пороховых генераторов давления (ПГД), эффективность которых выше, чем воздействие на пласт гидроразрыва.

Контроль за термобарохимическим воздействием на отдачу пласта может быть осуществлен с помощью расходомерии и термометрии.

На термограмме интервал воздействия пороховых газов фиксируется повышенными аномалиями  $\Delta T$  относительно геотермы. На рис. 5.7 приведен пример замеров термометрии при контроле за воздействием пороховых газов на пласт.

В скважине сжигание пороховых зарядов происходило в интервале перфорации 2672–2681 м. После применения ПГД приток нефти из пласта возрос с 0,8 до 125 м<sup>3</sup>/сут. Наибольшее увеличение температуры по термограммам фиксируется в интервале 2674,5–2680 м, следовательно, этот участок пласта характеризуется повышением дебита нефти. Возрастание температуры выше перфорированного интервала связано, вероятно, с прорывом пороховых газов через затрубье в каверну в интервале 2677–2678 м.

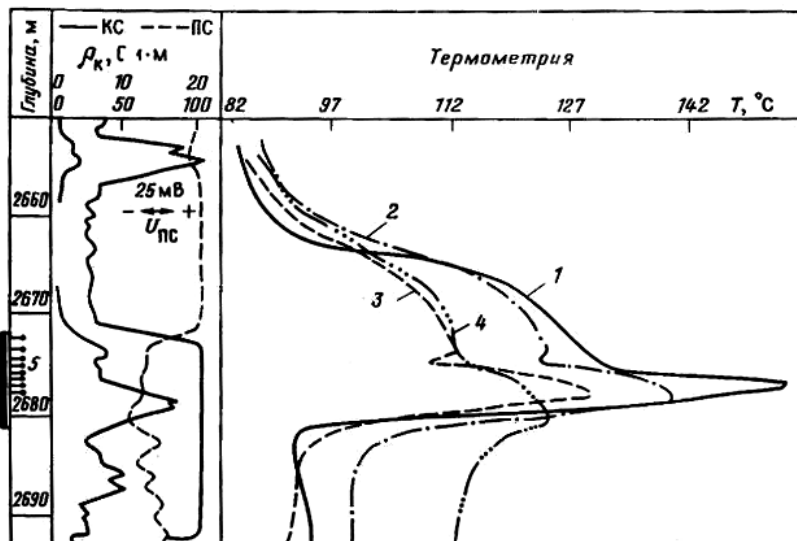


Рис. 5.7. Пример контроля за воздействием пороховых газов на пласт: 1–4 – последовательные замеры температуры через каждые 2 ч после применения ПГД; 5 – интервал перфорации

Разрыв пласта давлением пороховых газов эффективен в низкопористых коллекторах с высоким пластовым давлением в интервалах с плотностью прострела кумулятивным перфоратором 40–50 отв/м и при установке аппарата непосредственно напротив этого участка пласта. Малоэффективно применение ПГД в алевролитах, глинистых песчаниках и известняках, обводненных в процессе эксплуатации, и при очень низком пластовом давлении.

## **5.5. Метод акустического и комбинированного воздействия на пласт**

Метод акустического воздействия на водонефтегазонасыщенные породы способствует интенсификации притока флюида из пласта в скважину за счет увеличения проницаемости коллектора в прискважинной его части, дегазации и кавитации поровой жидкости, снижения вязкости нефтей и возрастания массопереноса жидкости в породе. Возрастание проницаемости горной породы в акустическом поле связано с деструкцией приповерхностного двойного электрического слоя воды за счет периодических относительных движений скелета и флюида. Акустическая дегазация и кавитация обусловлены наличием в жидкости мельчайших пузырьков-зародышей, которые в акустическом поле испытывают колебания, перемещения и слияние, приводящие к выделению газа. Выделяющиеся пузырьки газа, перемещаясь и пульсируя в поровом пространстве коллектора, вызывают взаимное перемещение нефти и воды и увлекают флюиды к скважине.

Снижение вязкости жидкости в акустическом поле объясняется ее частичным нагревом за счет поглощения упругой энергии и разрывом связей у отдельных макромолекул при кавитации. Вязкость нефти в акустическом поле интенсивностью  $8-100 \text{ кВт/м}^2$ , частотой от 20 Гц до 4,5 МГц снижается на 20–30 %. Массоперенос жидкости связан с поглощением энергии и импульса волны. Так как импульс упругой волны должен сохраняться, то он передается среде и она приходит в движение. Интенсификация массопереноса увеличивает проницаемость насыщенных порис-

тых сред в акустическом поле средних и больших интенсивностей (больше  $10 \text{ кВт/м}^2$ ) при килогерцовом диапазоне частот.

Сравнение данных метода плотности тепловых нейтронов, проведенное до и после акустического воздействия, показывает повышенное содержание газа в призабойной части пласта (рис. 5.8).

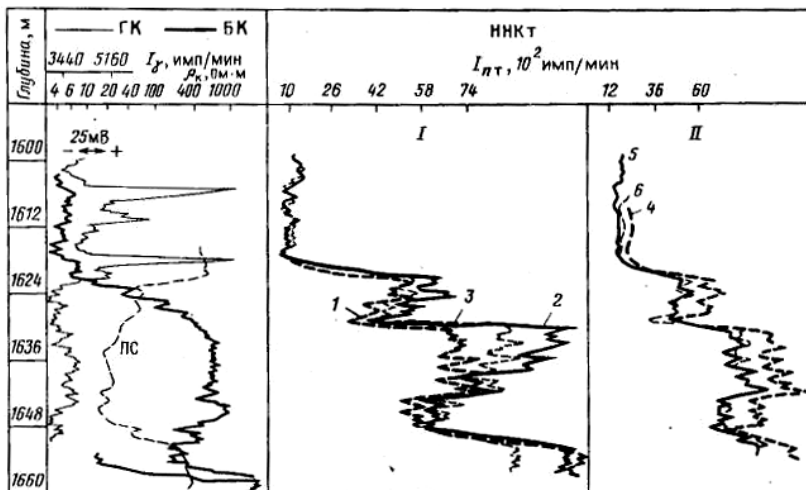


Рис. 5.8. Результаты измерений ННКт:

*I, II* – первое и второе воздействия; кривые: *1, 4* – до акустического воздействия; *2, 5* – в процессе акустического воздействия; *3, 6* – после акустического воздействия

В результате акустического воздействия коэффициент действующей мощности пласта увеличился до 28 % по данным ННКт и термометрии (рис. 5.9), что указывает на перспективность его применения для увеличения притока жидкости из пластов.

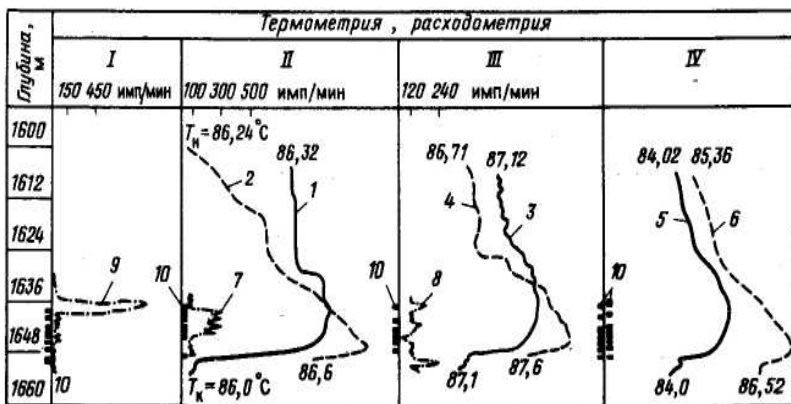


Рис. 5.9. Результаты исследований термометрией и расходометрией при первом воздействии (I), до второго (II), во время второго (III) и после второго (IV) акустического воздействия в скважине: 1, 3, 5 – в работающей скважине; 2, 4, 6 – в остановленной скважине через 4 ч; 7, 8, 9 – результаты измерений РГТ; 10 – профили притока;  $T_n$ ,  $T_k$  – начальная и конечная температуры в скважине

Комбинированное воздействие на пласты с целью интенсификации притока флюидов состоит в применении двух и более методов воздействия с различной физико-химической природой. Такое сочетание методов воздействия на горную породу способствует повышению эффективности их использования для увеличения притока флюидов. Могут быть такие комбинированные воздействия, как термохимическое, термоакустическое, термобарическое, термобарохимическое и др. Например, применение акустического воздействия совместно с кислотной обработкой призабойной зоны пласта БВ8 Самотлорского месторождения позволило увеличить дебит нефти с 5 до 250 т/сут.

## ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Осуществление искусственного воздействия на пласт.
2. Тепловые явления, используемые при контроле за разработкой.
3. Физические процессы, формирующие тепловой поток в процессе разработки залежей нефти.
4. Методы интенсификации притоков нефти и их краткая характеристика.
5. Характеристика методов интенсификации притоков нефти.
6. Соляно-кислотная обработка пласта и ее проведение.
7. Воздействие тепловых методов на нефтяной пласт и контроль их при интенсификации притока нефти.
8. Внутрипластовое горение в пласте, как метод интенсификации притока нефти.
9. Гидроразрыв продуктивного пласта.
10. Методы контроля за результатами гидроразрыва пласта.
11. Барохимическое воздействие на пласт.
12. Методы акустического воздействия на пласт.
13. Методы контроля результатов гидроразрыва пласта.



## **6. ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ**

---

Образцы горных пород, пробы жидкости и газа отбирают из пластов, вскрытых скважиной, с целью получения данных о литологии, коллекторских свойствах и характере насыщения пластов. Эти данные позволяют сделать оперативное заключение о целесообразности опробования отдельных пластов в скважинах.

Опробование пласта в открытом стволе скважины – процесс вызова и определение дебита притока пластового флюида с целью установления характера насыщенности и продуктивности изучаемого коллектора.

Интервалы опробования намечают по данным газового каротажа или комплекса геофизических исследований.

Испытание пласта – это более полное исследование, т.е. кроме оценки характера насыщения и дебита определяют основные гидродинамические параметры пласта (пластовое давление, гидропроводность, коэффициент продуктивности и т.п.).

Опробование и испытание пластов производят аппаратами, спускаемыми на геофизическом кабеле и на бурильных трубах.

### **6.1. Опробование пластов на кабеле**

Отбор проб флюида в открытом стволе скважин осуществляют специальными устройствами, спускаемыми в нее на кабеле, – ОПТ, ОПД, ОПН, ИПК, АИПД. Основное назначение оп-

робователей на кабеле – определение характера насыщения коллектора по составу жидкостей и газов в отбираемой из пласта пробе, а также для установления гидродинамических параметров исследуемого коллектора и прежде всего проницаемости.

Опробователь пласта после установления в намеченном интервале по команде с поверхности прижимается к стенке скважины прижимной лапой. Участок стенки скважины, из которого предстоит отобрать пробу, герметизируется от ствола скважины и сообщается через канал с баллоном опробователя пластов. Жидкость или газ из пласта под действием пластового давления устремляется в баллон. Через некоторое время баллон перекрывается, прижимная лапа убирается и аппарат с пробой поднимается на поверхность.

Опробователи пластов на кабеле характеризуются малой глубиной исследований. В связи с этим опробование, как правило, проводят сразу после вскрытия пласта, до искажения призабойной зоны проникновением фильтрата промывочной жидкости.

Ввиду того, что опробователи на кабеле обеспечивают большую избирательность (опробование по точкам) и возможность точной привязки отбираемых проб флюида по глубинам, они широко применяются для детальных поинтервальных опробований с целью выделения эффективной мощности пласта и определения ВНК в пласте.

Опробователи пластов на кабеле состоят из прижимного устройства ПУ, герметизирующего башмака ГБ и камеры К для пластового флюида, заполненной в исходном положении воздухом под атмосферным давлением (рис. 6.1).

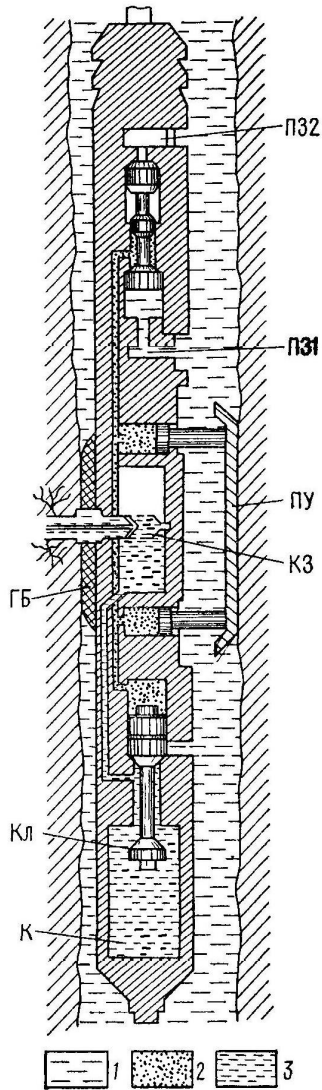


Рис. 6.1. Схема опробователя пластов на кабеле:  
 1 – промывочная жидкость; 2 – масло; 3 – пластовая жидкость

После установки прибора в интервале опробования воспламеняют пороховой заряд ПЗ1 и приводят в действие гидравлическую систему, которая прижимает герметизирующий башмак к стенке скважины. Башмак закрывает часть стенки скважины и изолирует небольшой участок, равный площади отверстия в башмаке. При подключении камеры к герметизирующему башмаку за счет большого перепада давлений в пласте и баллоне ГБ жидкость или газ из пласта начинает поступать в опробователь. При этом герметизация опробуемого участка улучшается, так как к усилию прижимной системы добавляется действие гидростатического давления, дающее на средних глубинах силу прижатия в несколько тысяч ньютонов. Кумулятивным перфоратором, размещенным в опробователе, может быть прострелен канал для улучшения условий отбора пробы в породе.

После отбора пробы флюида камеру К герметизируют с помощью порохового заряда ПЗ2 и клапана Кл. Одновременно давление под башмаком уравнивают с гидростатическим, без чего было бы трудно оторвать башмак от стенки скважины. Работой прибора управляют с помощью пороховых зарядов, воспламеняемых электрическим током, который пропускают по кабелю. После подъема прибора на поверхность измеряют давление в камере, извлекают пробу и проводят ее исследование.

Наличие притока при опробовании пласта свидетельствует о том, что он является коллектором. Характер насыщения пластов-коллекторов определяется по результатам анализов отдельных проб.

Данные ОПК позволяют оперативно оценивать перспективность объектов при поисках и разведке месторождений неф-

ти и газа, они широко используются для уточнения результатов интерпретации материалов ГИС и проводятся после завершения геофизических работ в скважине.

## **6.2. Опробование пластов на трубах**

Испытатели пластов на бурильных трубах (ИПТ) представляют собой комплект испытательных инструментов (КИИ), предназначенный для испытания на нефть и газ пластов, вскрываемых в процессе бурения. По сравнению с ОПК испытатели на бурильных трубах имеют ряд преимуществ: большие мощности испытываемых интервалов и объемы отбираемой из пласта жидкости; возможность количественного определения основных гидродинамических параметров пласта; отсутствие ограничений при проведении испытаний в зависимости от литологии и типа коллектора. Испытания объектов проводятся как в открытом стволе скважины, так и в скважинах, обсаженных колоннами.

Основными узлами КИИ являются: пакер, фильтр, испытатель пластов, запорный поворотный клапан и глубинные регистрирующие манометры. Остальные узлы, входящие в стандартный комплект испытательных инструментов, – гидравлический ясс, циркуляционный и заливочный клапаны, безопасный переводник, опорный башмак – являются вспомогательными и служат для предупреждения возможных осложнений или облегчения их ликвидации, а приборные патрубки – для установки глубинных регистрирующих приборов (манометров и термометров) (рис. 6.2).

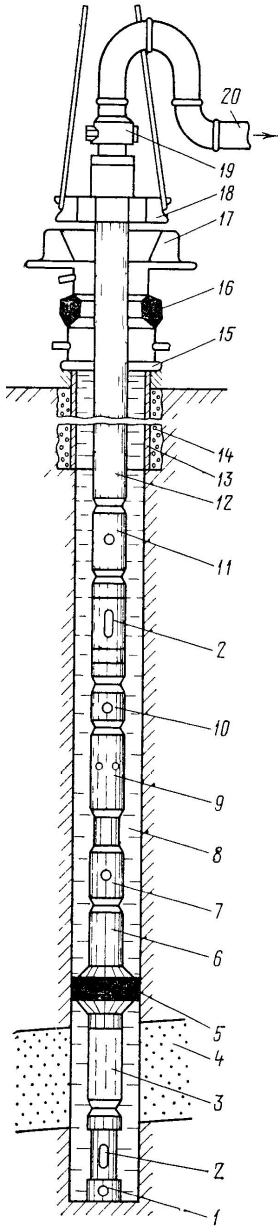


Рис. 6.2. Схема компоновки узлов КИИ: 1 – опорный башмак; 2 – глубинные регистрирующие манометры; 3 – фильтр; 4 – испытываемый объект; 5 – пакер; 6 – безопасный переводник; 7 – ясс гидравлический; 8 – ствол скважины, заполненный промывочной жидкостью; 9 – испытатель пластов гидравлический; 10 – клапан запорный поворотный; 11 – клапан циркуляционный; 12 – бурильные трубы; 13 – обсадная колонна; 14 – цемент; 15 – крестовина; 16 – превентор; 17 – ротор; 18 – элеватор; 19 – контрольная головка – вертлюг; 20 – выкидная линия

Пакер 5 обеспечивает изоляцию подпакерного участка от верхней части ствола скважины и устанавливается над объектом испытания. Пакеровка осуществляется за счет расширения в диаметре резинового элемента под воздействием осевой сжимающей нагрузки, распакеровка – путем приложения осевой растягивающей нагрузки, под воздействием которой резиновый элемент возвращается в исходное положение. В штоке пакера имеется постоянно открытый канал для прохода пластового флюида.

Испытатель пластов гидравлический 9 устанавливается выше пакера и предназначен для герметизации полости бурильных труб при спуске-подъеме, сообщения ее с подпакерным пространством в процессе испытания пласта, регулирования депрессии на пласт, выравнивания давления в пространствах над и под пакером во время спуско-подъемных операций и передачи усилий к нижним узлам КИИ. Испытатель пластов имеет приемный и уравнивательные клапаны.

Запорный поворотный клапан 10 устанавливается выше гидравлического испытателя и спускается в скважину в открытом положении. Он служит для перекрытия полости труб в процессе восстановления забойного давления и подъема инструментов. Запорно-поворотный клапан закрывают по окончании притока флюида с вращением труб над КИИ. В практике испытания скважин с помощью КИИ могут применяться одно-, двух-, трех- и многоцикловые типы клапанов, позволяющие соответственно осуществлять цикл испытания (приток – восстановление давления) один, два, три раза и многократно.

Фильтр 3 устанавливается ниже пакера против испытываемого объекта и обеспечивает свободный проход пластового

флюида к внутренним клапанам КИИ, предохраняя их от засорения механическими примесями. Серийные фильтры представляют собой комплект из двухметровых секций труб с продольными щелями шириной 3 мм.

Глубинные регистрирующие манометры 2 предназначены для регистрации изменения давлений в процессе испытания пласта и спуска-подъема КИИ.

Полученные с их помощью диаграммы давлений позволяют оценить гидродинамические параметры испытываемого объекта и судить о технических условиях спуска-подъема КИИ, а также работе его отдельных узлов. Основной манометр устанавливается ниже фильтра за глухим переводником с целью регистрации изменения забойного давления (давления в скважине за фильтром), второй – в трубах между гидравлическим испытателем пластов и циркуляционным клапаном 11 для регистрации давления предварительного долива, прироста давления на притоке и прироста давления на спуске-подъеме вследствие негерметичности труб выше КИИ. Последний собирается снизу вверх и по мере готовности отдельных узлов звеньями спускается в скважину. В процессе спуска КИИ приемный клапан ИПГ находится в закрытом положении, вследствие чего промывочная жидкость из скважины не может поступать в бурильные трубы, уравнивательный же клапан ИПГ открыт и обеспечивает переток промывочной жидкости через шток пакера, снижая тем самым эффект поршневания. Запорный поворотный клапан открыт. При спуске в бурильные трубы заливают промывочную жидкость или воду для создания заданного условиями испытания противодавления на пласт.



После окончания спуска инструмента оборудуют устье контрольной головкой и манифольдом для отвода пластового флюида. Затем за счет разгрузки колонны бурильных труб создается осевое сжимающее усилие. Под действием этого усилия резиновый элемент пакера расширяется и перекрывает кольцевой зазор скважины. Вместе с тем происходит замедленное (за счет тормозного устройства) сжатие ИПГ, при котором уравнительный клапан его закрывается, а приемный – открывается. С открытием приемного клапана изолированный подпакерный объем скважины (испытываемый объект) сообщается с пустой или частично заполненной полостью бурильных труб над КИИ. С этого момента начинается непосредственно процесс испытания объекта, сущность которого заключается в том, что инструмент в пакерованном состоянии с открытым приемным клапаном оставляют на время притока флюида, поступающего из пласта под действием перепада давлений через пластоиспытатель в полость бурильных труб.

Продолжительность притока устанавливается в зависимости от гидродинамических характеристик пласта, принятой технологии производства работ в данной скважине, а также с учетом необходимости получения представительной пробы. После окончания периода притока вращением труб закрывают запорный поворотный клапан. При этом подпакерное пространство изолируется от полости труб, начинается период восстановления давления. По окончании этого периода инструменту задают необходимое натяжение, поднимая его с забоя. При этом гидравлический испытатель пластов растягивается, его приемный клапан закрывается, а уравнительный – открывается, давление

над и под пакером выравнивается и он принимает исходную форму. Если пакер не освобождается, пользуются яссом. Подъем инструмента осуществляется с постепенной доливкой жидкости в затрубное пространство, через каждые две-три свечи из труб отбирают пробы и определяют объемы притока пластового флюида. Весь цикл операций контролируется с помощью глубинных манометров, установленных в КИИ.

Забойный регистрирующий манометр записывает изменение давления на спуске-подъеме КИИ и в процессе испытания пласта (притоке, восстановлении давления), манометр в трубах – при доливе труб и в период притока. Продолжительность полного цикла испытания (приток – восстановление давления) обычно составляет до 5 ч.

На рис. 6.3 схематически показана диаграмма давления, полученная забойным манометром, которая отражает изменение давлений во времени от вида операций. Обработка диаграмм давления дает возможность рассчитать такие параметры пласта, как средний фактический и потенциальный дебиты, пластовое давление, гидропроводность, коэффициент средней эффективной проницаемости, коэффициент закупорки прискважинной зоны, коэффициент продуктивности и др.

В отличие от геофизических методов, которые проводятся без воздействия на пласт, работы с трубными испытателями сопровождаются процессами, изменяющими его прискважинную часть (рис. 6.4), что обеспечивает получение пластового флюида и дополнительной информации о фильтрационных свойствах пласта-коллектора.

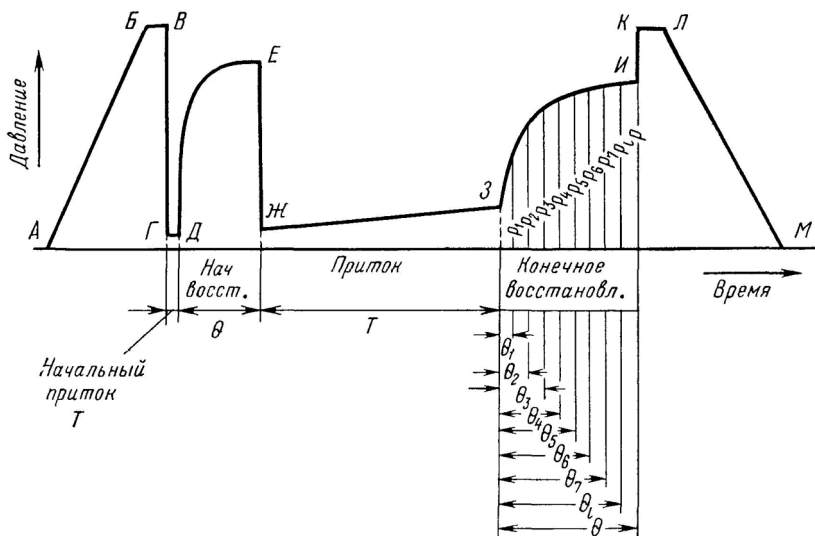


Рис. 6.3. Схематическая диаграмма давления забойного манометра: АБ – рост давления при спуске; БВ – установка и пакеровка инструмента; ВГ – падение давления вследствие сообщения подпакерного пространства с полостью труб при закрытии уравнительного и открытия приемного клапанов ИПТ; ГД – первый период притока; Д – момент первого закрытия ЗПК; ДЕ – начальный период восстановления давления; ЕЖ – повторное открытие ЗПК; ЖЗ – период притока; З – момент повторного закрытия ЗПК; ЗИ – период восстановления давления; ИК – уравнивание давления над и под пакером после закрытия приемного и открытия уравнительного клапанов; КЛ – освобождение пакера; Л и М – моменты начала и окончания подъема КИИ;  $T$  – время, период притока;  $\theta$  – время восстановления давления  $p$

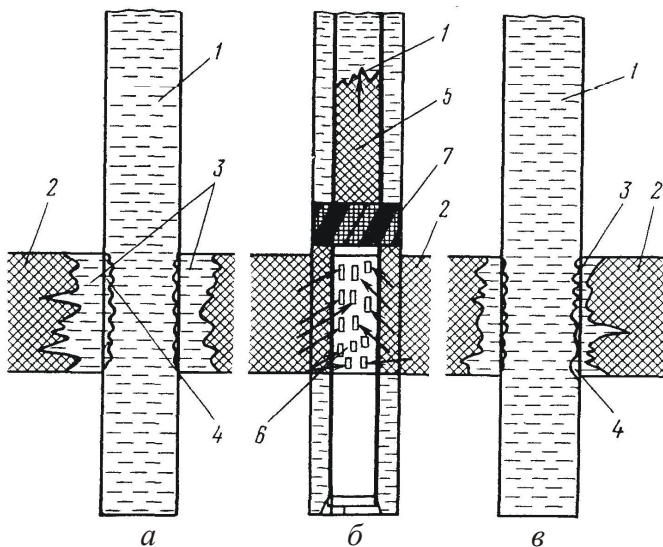


Рис. 6.4. Схематическое изображение изменений в прискважинной зоне пласта во время работы с ИПТ: *а* – до испытания; *б* – в процессе испытания; *в* – после испытания. 1 – промывочная жидкость; 2 – пластовый флюид; 3 – фильтрат промывочной жидкости; 4 – глинистая корка; 5 – полость ИПТ, заполненная пластовым флюидом; 6 – фильтр; 7 – пакер ИПТ

В последнее время все чаще используются усовершенствованные комплекты испытательных инструментов типа КИИ-95 (рис. 6.5), которые предназначены для вызова притока и отбора проб пластового флюида; определения гидродинамических параметров пластов; гидроимпульсной обработки и очистки призабойной зоны пластов.

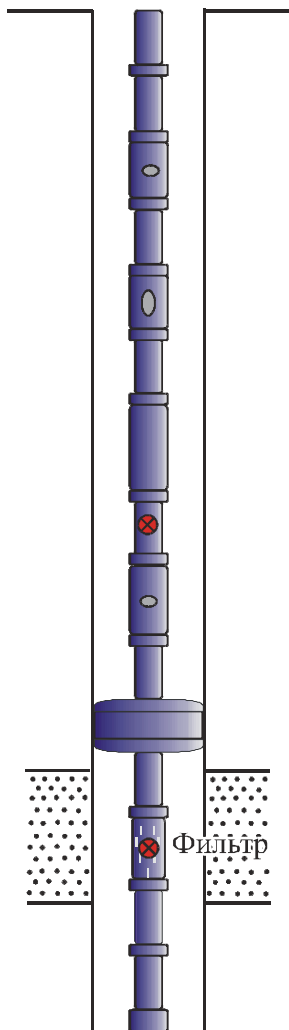


Рис. 6.5. Комплекты испытательных инструментов типа КИИ-95

Состав комплекса: испытатель пластов гидравлический ИПГ-95; приставка многоцикловая ПМ-95; пакер цилиндрический

ПЦ2-95; пакер цилиндрический неуровновешенный ПЦН-95; ясс гидравлический закрытого типа ЯГЗ-95; якорь ЯК-110/135 (ЯК-130/130, ЯК-140/178); замок безопасный ЗБ-95М; фильтр Ф1-95; клапан циркуляционный комбинированный КЦК-95; переводник ПП-95; механизм направляющий МНУ-95; устройство уравнительное УУ-95М; переходник левый ПЛ-95; распределитель перепада давления между пакерами РПД-95; клапан проботорбно-стравливающий КПС-95 с двумя контейнерами проботорбниками КП-38, совместимый со стандартной исследовательской аппаратурой.

Применение комплекса позволяет производить селективное испытание с упором как на забой, так и на стенки скважины; производить испытание на герметичность цементных мостов и обсадной колонны труб; устанавливать место и характер утечек в обсадных трубах; осваивать малопродуктивные нефтяные, газовые, водяные и нагнетательные скважины; отбирать герметизированные пробы пластовой жидкости в контейнеры.

### **6.3. Определение гидродинамических параметров продуктивных пластов по данным ГИС**

Геофизические характеристики продуктивных пластов ( $A_{пл}$ ,  $\Delta I\gamma$ ,  $\Delta I n\gamma$ ,  $\Delta t$  и т.п.) через зависимость  $\Delta I n\gamma = f$  (пористость по керну) обычно используются для построения различных геологических моделей залежей углеводородного сырья (карт пористости, профилей, корреляционных схем и пр.) с целью подсчета запасов нефти и газа. В процессе же разработки залежей данные геофизических исследований скважин (ГИС) практически не используются. Между тем данные ГИС, полученные на ранней

стадии, т.е. непосредственно после бурения скважин можно успешно использовать и в процессе эксплуатации скважин при сопоставлении с данными гидродинамических исследований (ГДИ). Это предположение подтверждается на примере нефтяных месторождений Пермского края, в которых наряду с эксплуатационными характеристиками скважин использовались и геофизические параметры.

К эксплуатационным характеристикам относят следующие: способы эксплуатации (фонтанный или механизированный);  $H_{\text{стат}}$  и  $H_{\text{дин}}$  – расстояние от устья до соответственно статического или динамического уровня жидкости в скважине, м;  $P_{\text{пл}}$ ,  $P_{\text{заб}}$ ,  $P_{\text{буф}}$ ,  $P_{\text{затр}}$  – соответственно пластовое давление, давление на забоях добывающих скважин, давление на устье (буфере) скважины и давление на устье скважины в затрубном пространстве, МПа;  $Q_{\text{н}}$  и  $Q_{\text{ж}}$  – дебит скважины соответственно по нефти или по жидкости, т/сут.

Из перечисленных характеристик составляются и исследуются производные (комплексные) параметры: понижение статического уровня в скважине  $\Delta H_{\text{ур}} = H_{\text{стат}} - H_{\text{дин}}$ ; перепад давлений в продуктивном пласте  $\Delta P_{\text{пл}} = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$ ; дебит скважины по воде  $Q_{\text{в}} = Q_{\text{ж}} - Q_{\text{н}}$ ; коэффициент продуктивности скважины по нефти  $K_{\text{прод.н}} = Q_{\text{н}} / \Delta P_{\text{пл}}$  (т/сут·МПа); коэффициент продуктивности скважины по жидкости  $K_{\text{прод.ж}} = Q_{\text{ж}} / \Delta P_{\text{пл}}$  (т/сут·МПа); обводненность продукции скважины  $f_{\text{в}} = Q_{\text{в}} / Q_{\text{ж}} \cdot 100$  (мас. %); добыча нефти, накопленная с начала эксплуатации добыча нефти  $Q_{\text{н}}$  (т); коэффициент проницаемости соответственно призабойной зоны и всего пласта скважины, определенный гидродинамическими методами исследования скважин в начальный период ее работы  $k_{\text{пр1}}$  и на дату настоящего исследования  $k_{\text{пр2}}$  (мкм<sup>2</sup>); коэффициент продуктивно-

сти соответственно начальный  $k_{\text{прод}1}$  и текущий  $k_{\text{прод}2}$  (т/сут·МПа); коэффициент изменения проницаемости  $k_{\text{пр.изм}} = k_{\text{пр}2}/k_{\text{пр}1}$  и коэффициент изменения продуктивности  $k_{\text{прод.изм}} = k_{\text{прод}2} / k_{\text{прод}1}$ .

По промыслово-геофизическим материалам месторождений Пермского Прикамья были проведены попарные сопоставления параметров ГИС и ГДИ. Такой подход, основанный на результатах комплексной интерпретации гидродинамических и геофизических материалов, является весьма перспективным для получения информации о гидродинамических характеристиках нефтесодержащих пластов в скважинах, не охваченных промысловыми исследованиями, с помощью рассчитанных зависимостей вида гидродинамический параметр как функция геофизического параметра. Использование таких зависимостей, например, результатов потокометрии в комплексе с ГИС, позволяет более уверенно оценить динамику работы каждого из выявленных в разрезе скважины пластов-коллекторов и охарактеризовать потенциальные добывные возможности скважин. Более того, реализация возможности получения с помощью данных ГИС информации о начальных гидродинамических параметрах (продуктивность, гидропроводность, проницаемость и др.) в скважинах, не охваченных промысловыми исследованиями, позволяет выйти на более оптимальные схемы разработки нефтяных месторождений.

Интерпретацией промыслово-геофизических материалов занимались многие исследователи. Так, Б. Ю. Вендельштейн и Н. В. Царева [5] считают, что для сопоставления геофизических параметров с  $K_{\text{прод}}$  оснований значительно больше, чем для сопоставления  $K_{\text{прод}}$  с данными керна. Коэффициент продуктивности и физические параметры коллектора, рассчитанные по



данным ГИС, имеют общую природу в том смысле, что являются интегральными, характеризующими геологический объект в целом. Это хорошо видно при сопоставлении объемов объектов исследований по данным керна, геофизических и промысловых исследований (рис. 6.6).



Рис. 6.6. Сопоставление объемов объектов исследований в скважине разными методами

Так, например, образец керна описывает объем объекта исследования более чем в 400 000 раз меньше, чем объем объекта исследований, охарактеризованный по данным промысловых методов. В свою очередь, объемы объектов исследований по данным геофизических и гидродинамических методов отличаются один от другого не более чем в 100 раз и более сопоставимы друг с другом.

Не случайно разброс точек на графике  $K_{пр}^{кern} = f(K_{прод.уд})$  весьма значительный, и поэтому Л.И. Орлов и др. [28] пришли к выводу о том, что проницаемость, определенная по материалам ГИС, выше, чем определенная по керну, и более согласуется с данными гидродинамических исследований. И.И. Башлыкин [2] также отметил, что значения проницаемости, определенные по

гидродинамическим исследованиям и данным ГИС, наиболее сопоставимы между собой.

Это объясняется тем, что в лабораторных условиях проницаемость определяется по образцам керна, как правило, без видимых макротрещин, характерных для природных условий. Невысокий коэффициент корреляции зависимости  $K_{\text{пр}}^{\text{кern}} = f(K_{\text{прод.уд}})$  обусловлен в основном причинами геологическими (разнообразие физических свойств флюидов, степень неоднородности продуктивного пласта по разрезу), технологическими (различие в характере вскрытия и опробования пластов, толщин стенок обсадных труб и цементного кольца) и математическими (степень достоверности средних величин проницаемости, зависящих от количества анализов, приходящихся на пласт толщиной 1 м, достоверности единичных анализов и др.). Кроме того, керн, как известно, извлекается из наиболее плотных участков продуктивных интервалов. Не случайно поэтому зависимость  $K_{\text{пр}}^{\text{гд}} = f(K_{\text{прод.уд}})$ , построенная с использованием значений гидродинамической проницаемости  $K_{\text{пр}}^{\text{гд}}$ , характеризуется более тесной связью.

Среди методов ГИС, используемых для определения емкостно-фильтрационных свойств коллекторов, наиболее эффективным является радиоактивный каротаж (в том числе и метод естественной радиоактивности ГК, показания которого определяются минеральным составом коллекторов и содержанием глинистого материала в скелете породы).

При подсчете запасов УВ, оценке балансовых запасов и разработке нефтяных и газовых залежей весьма важным является также точное определение нижних пределов проницаемости и продуктивности, зависящих от рентабельного минималь-

ного дебита, вязкости нефти и перепада давления, при которых еще возможно извлечение нефти при заводнении залежей. Использование подобных зависимостей позволяет оценить добычные потенциальные возможности скважин, в которых не проводились промысловые исследования.

Комплексная интерпретация материалов ГИС и промысловых исследований позволяет получить существенную дополнительную информацию о продуктивных пластах и добывающих скважинах в процессе проектирования и регулирования разработки нефтяных месторождений и при построении более адекватной оригиналу модели нефтяной залежи.

Знание геологического строения исследуемого района и наличие карты гидропроводности и проницаемости по залежи на начальный момент эксплуатации с учетом режима изменения работы скважин во время эксплуатации (влияние пуска и остановок скважин на распределение пластового и забойных давлений, изменение дебита, обводненности) позволяет получить наилучшие представления о связях как внутри отдельного пласта, так и внутри залежи.

Прогнозирование гидродинамических параметров объектов испытания по данным ГИС представляет собой перспективное направление, так как комплексная интерпретация материалов ГИС и ГДИ позволяет не только оценить фильтрационные свойства каждого проницаемого пропластка, но и среди всех выделенных по данным ГИС продуктивных коллекторов определить наиболее перспективные по нефтеотдаче. Использование же важной дополнительной информации о гидродинамических параметрах пластов-коллекторов позволяет также строить более информативные карты попластовой и поскважинной проницае-

мости и, как следствие, существенно повысить эффективность гидродинамического моделирования нефтяных залежей.

Построение карт проницаемости на основе определения гидродинамических параметров по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных. В современных экономических условиях подсчет запасов углеводородного сырья и эффективное управление процессом нефтеизвлечения выполняется на основе детального учета особенностей геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов и результатов техногенного воздействия на продуктивные пласты. Нами обобщены результаты исследований, полученные на основе комплексной интерпретации промыслово-геофизических материалов по определению гидродинамических параметров нефтесодержащих интервалов в скважинах, не охваченных гидродинамическими исследованиями. Решение задач совместной обработки данных геофизических и гидродинамических исследований скважин до сих пор остается нерешенной научной проблемой. Получение же необходимой информации в безыспытательных скважинах позволит выявить пространственные закономерности изменения гидродинамических параметров при моделировании залежей нефти и газа и более полно и дифференцированно оценить добывающие возможности скважин и нефтесодержащих интервалов.

Емкостные характеристики коллекторов, определенные по данным ГИС, широко используются при подсчете запасов углеводородного сырья. При разработке же залежей нефти и газа материалы ГИС практически не используются (в том числе, например, и для оценки фильтрационных свойств продуктивных интервалов).

Эффективность такого подхода подтверждается на примере нефтяных месторождений Куединского вала, для которых проведены попарные сопоставления геофизических ( $\Delta J_\gamma$  и  $\Delta J_{\text{пл}}$ ) и промысловых (коэффициент продуктивности скважины  $K_{\text{прод}}$  и коэффициент проницаемости  $K_{\text{пр}}$ ) параметров. Например, зависимость  $\Delta J_\gamma = f(K_{\text{прод}})$ , построенная для нижнекаменноугольных отложений Гондыревского месторождения, имеет следующее аналитическое выражение:

$$\Delta J_\gamma = -0,091713 \cdot \log(K_{\text{прод}}) + 0,410851$$

и характеризуется более тесной связью ( $R = -0,91$ ).

При комплексной интерпретации данных ГИС и ГДИ получена серия зависимостей  $K_{\text{пр}} = f(\Delta J_\gamma)$ , оценивающих коэффициенты проницаемости через величины двойного разностного параметра  $\Delta J_\gamma$ . Так, для терригенных отложений нижнего карбона Трифоновского месторождения такая зависимость характеризуется высоким коэффициентом корреляции и имеет следующий вид:

$$K_{\text{пр}} = 0,0002 \cdot \Delta J_\gamma^{-2,5943}.$$

Эти дополнительные сведения успешно использованы для оценки фильтрационных свойств пластов-коллекторов и построения прогнозных схем распределения проницаемости по площади по ряду месторождений Пермского Прикамья. Комплексная интерпретация материалов ГИС и промысловых исследований позволяет получить существенную дополнительную информацию о продуктивных пластах и добывающих скважинах в процессе проектирования и регулирования разработки нефтяных месторождений, а также при построении модели нефтяной залежи более адекватной оригиналу.

В качестве примера объекта исследований рассмотрим один из продуктивных интервалов визейских терригенных отложений Чураковского месторождения. Зависимость  $k_{ГДИ} = f(\Delta J_{\gamma})$  для этого месторождения имеет следующее аналитическое выражение:  $k_{ГДИ}^* = 1,6574e^{-17,573 \cdot \Delta J_{\gamma}}$ , которое характеризуется более тесной связью ( $R = 0,93$ ).

На рис. 6.7 представлен фрагмент карты проницаемости пласта Бб<sub>2</sub> Чураковского месторождения, построенной по результатам ГДИ, проведенных лишь в пяти скважинах из 139.

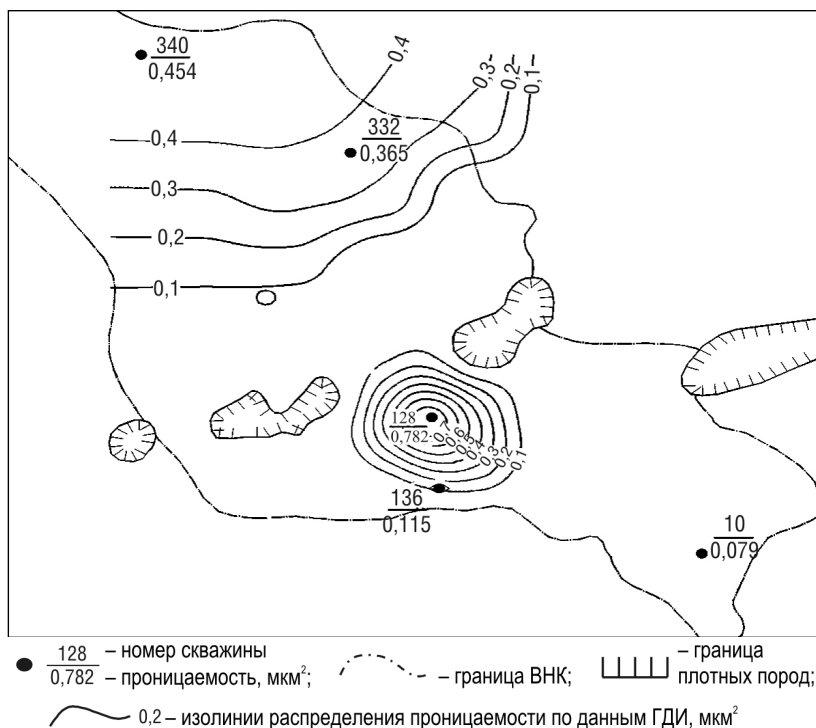


Рис. 6.7. Фрагмент карты проницаемости по пласту Бб<sub>2</sub> Чураковского месторождения, построенной по данным ГДИ

Несмотря на то, что значительную часть площади этого фрагмента занимают зоны, представленные плотными породами, проницаемость которых не выше нижнего предела по проницаемости, принятой по месторождению, низкая информативность данного фрагмента карты очевидна. На основании такой информации делать какие-либо выводы о распределении проницаемости по пласту Бб<sub>2</sub> крайне затруднительно, можно говорить лишь о фильтрационных характеристиках в районе каждой скважины. На рис. 6.8 приведена эта же карта проницаемости, построенная по результатам комплексной интерпретации данных ГИС и ГДИ по вышеприведенной зависимости  $k_{ГДИ} = f(\Delta J_{\gamma})$  с участием всех пробуренных скважин, вскрывших продуктивные отложения пласта Бб<sub>2</sub>. Сравнение этих фрагментов карт позволяет на визуальном уровне оценить достоинства предлагаемой методики определения проницаемости по зависимости  $\Delta J_{\gamma} = f(k_{ГДИ})$  для получения дополнительных гидродинамических характеристик продуктивных интервалов, являющихся основой для выбора оптимальной системы разработки нефтегазовых месторождений.

Достоверность полученной информации также подтверждается при сопоставлении расчетных данных по предлагаемой методике с данными структурной карты, построенной по кровле пласта Бб<sub>2</sub> и карты пористости по пласту Бб<sub>2</sub>: повышенные значения проницаемости соответствуют сводовым частям залежи и высоким значениям пористости.

Полученные гидродинамические характеристики продуктивных интервалов могут быть использованы для моделирования строения залежей УВ и для оптимизации выбора системы разработки нефтегазовых месторождений.

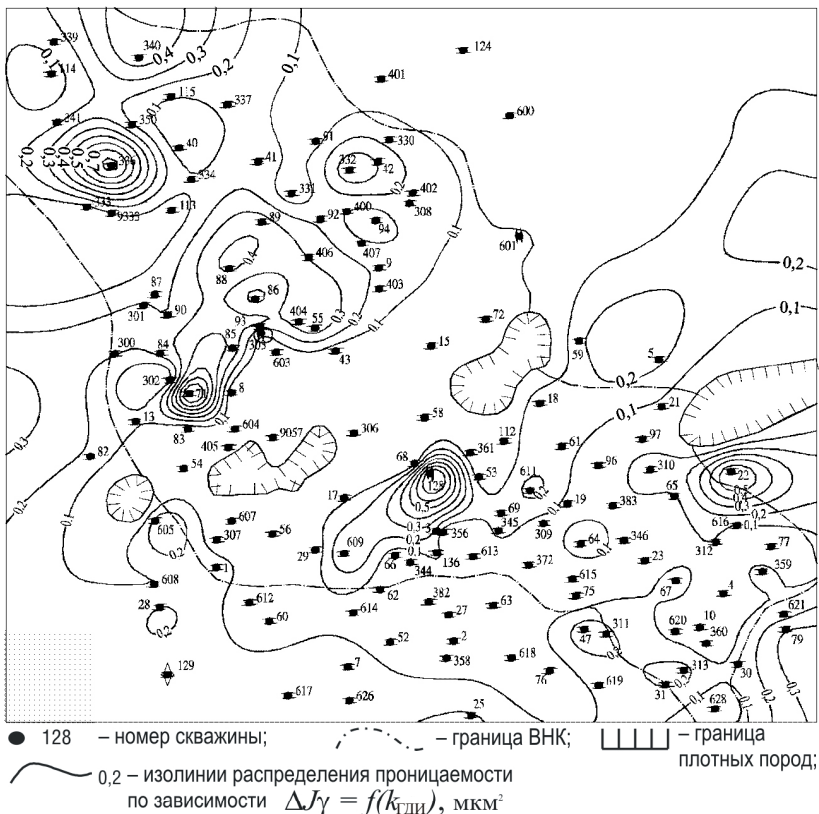


Рис. 6.8. Фрагмент карты проницаемости по пласту Б<sub>2</sub> Чураковского месторождения, построенной по зависимости  $\Delta J\gamma = f(k_{ГДИ})$

Прогнозирование гидродинамических параметров по данным ГИС весьма перспективно, так как результаты комплексной интерпретации материалов ГИС и ГДИ позволяют не только оценить фильтрационную характеристику каждого проницаемого интервала в массовом порядке, но и среди всех выделенных продуктивных коллекторов определить наиболее перспективные по нефтеотдаче. Использование информации о гидродинамиче-



ских параметрах пластов-коллекторов позволяет строить более полные карты попластовой и поскважинной проницаемости и, как следствие, существенно повысить эффективность гидродинамического моделирования нефтяных залежей.

## ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Опробование пластов на кабеле.
2. Опробование пластов на трубах.
3. Основные отличия ОПК от ИПТ.
4. Определение гидродинамических параметров пластов.
5. Опробование продуктивных пластов и определение их гидродинамических параметров.
6. Определение гидродинамических параметров продуктивных пластов по данным ГИС.
7. Получение дополнительной информации об эксплуатационных особенностях продуктивных пластов и добывающих скважин по данным ГИС.

## **7. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН. ТЕХНОЛОГИЯ ИЗМЕРЕНИЙ И ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ**

---

---

Для изучения технического состояния бурящихся и эксплуатационных скважин используются специально разработанные скважинные приборы и методики проведения исследований. В настоящее время методами ГИС возможно решать следующие задачи:

- контроль положения ствола скважины в пространстве (инклинометрия);
- измерение диаметра и профиля ствола скважины (кавернометрия и профилометрия);
- исследование состояния цементного камня за обсадной колонной;
  - контроль за состоянием обсадных колонн;
  - определение мест притоков и поглощений;
  - установление затрубной циркуляции;
  - определение мест прихвата бурового инструмента в скважине;
- установление местоположения искусственного забоя, уровня воды, нефти и газа в скважине;
- исследование зон гидроразрыва пласта;

- определение местоположения металлических предметов в скважине;
- установка цементных мостов и т.д.

### 7.1. Определение искривления скважин

Скважины в зависимости от геологических, геоморфологических и других условий проектируют вертикальными, наклонно-направленными, с горизонтальным окончанием.

В процессе бурения ствол скважины обычно отклоняется от заданного направления из-за влияния ряда геологических и технических факторов. Фактическое отклонение оси скважины от вертикали в каком-либо направлении называется *искривлением скважины*. На рис. 7.1 изображено положение ствола скважины в пространстве.

На определенном интервале глубин положение ствола скважины в пространстве характеризуется углом отклонения скважины от вертикали (зенитным углом  $\delta$ ) и азимутом  $\varphi$ .

*Угол наклона* скважины заключен между осью скважины и горизонтальной плоскостью и равен  $90^\circ - \delta$ . *Магнитный азимут искривления* – угол между направлением на магнитный север и горизонтальной проекцией оси скважины, взятой в сторону увеличения глубины скважины, отсчитываемые по часовой стрелке. Плоскость, проходящую через вертикаль и ось скважины на данном ее участке, называют *плоскостью искривления* (апсидальная плоскость).

Дирекционный угол  $\alpha = \varphi + \gamma \pm D$ , где  $\gamma$  – угол сближения между осевым меридианом в данной точке (может быть положительным или отрицательным);  $D$  – магнитное отклонение

(восточное со знаком плюс, западное – минус). Значение  $\gamma \pm D$  указывается на географических картах.

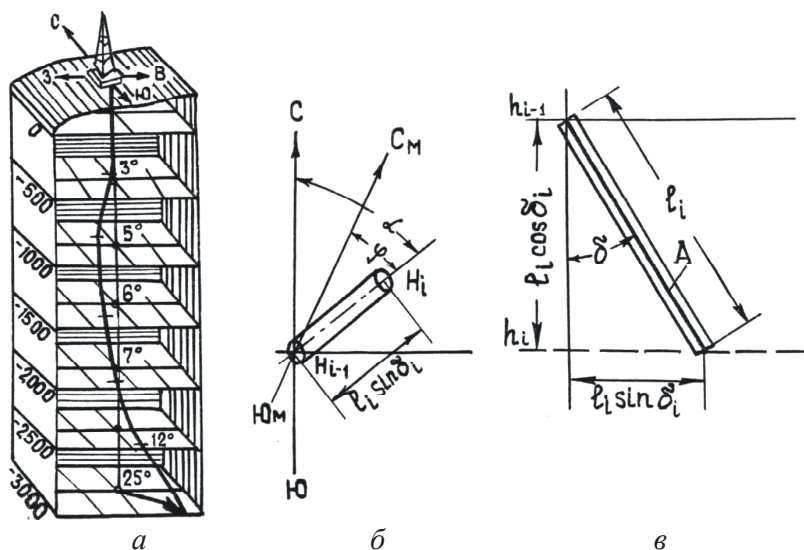


Рис. 7.1. Схема фактического положения ствола скважины в пространстве (а) и проекция участка ствола скважины на горизонтальную плоскость (б) и участок оси скважины в вертикальной плоскости (в). а – ЮС, Ю<sub>М</sub>С<sub>М</sub> – направления на юг, север и на магнитный юг, север;  $\alpha$  – дирекционный угол;  $\varphi$  – магнитный азимут; б –  $l_i$  – длина интервала, расстояние между двумя соседними точками замера, расположенными на глубинах  $h_{i-1}$  (верхняя точка) и  $h_i$  (нижняя точка);  $\delta$  – угол отклонения оси скважины от вертикали (зенитный угол)

Сведения об искривлении скважины необходимы для установления положения ее забоя в пространстве, при построении профильных геологических разрезов, структурных и других геологических карт.

Замеры искривления нефтяных и газовых скважин осуществляются *инклинометрами с дистанционным электрическим измерением* типа КИТ (КИТА), КМИ-36 и др.; инклинометр непрерывный цифровой Ин-1-721; фотоинклинометрами типа ИФ-6, гироскопическими инклинометрами (ИГ-2Ю, ИГ-50, СИ-3 и др.), телеметрическими системами.

Инклинометры дискретного действия типа КИТ состоят из скважинного прибора с удлинителем и наземного пульта. Главной их механической частью является вращающаяся рамка с установленными на ней указателями угла (отвесом) и азимута (буссолью) искривления ствола скважины (рис. 7.2).

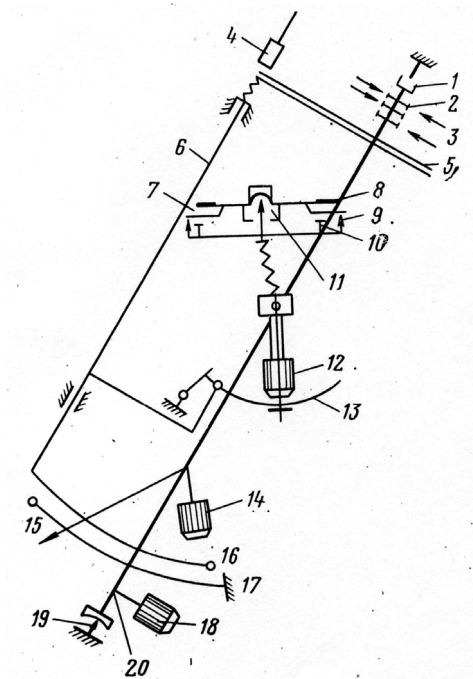


Рис. 7.2. Схема устройства механической части инклинометра КИТ

Рамка, закрепленная на керне 19 и подшипнике 1, свободно вращается и ось ее вращения совпадает с главной осью прибора. Центр тяжести рамки 5 благодаря грузу 18 смещен с ее оси так, что плоскость рамки всегда устанавливается перпендикулярно к плоскости искривления скважины. Ось рамки 20 совпадает с осью прибора (осью скважины).

Указатель азимута (буссоль) состоит из магнитной стрелки 8, насаженной на острие 11, и контактной стрелки 7 дугообразного рычага 13. Под магнитной стрелкой размещается колодка с кольцевым азимутальным реохордом 9 и токопроводящим контактным кольцом 10. Азимутальный реохорд представляет собой разорванное в одном месте кольцо из манганиновой проволоки. Разрыв реохорда подключен в измерительную схему и совпадает с плоскостью искривления прибора. При измерении магнитная стрелка со скрепленной с ней контактной соединяет токопроводящее кольцо 10 с одной из точек реохорда и фиксирует искривление скважины. Указатель азимута благодаря карданному подвесу под действием груза 12 всегда занимает такое положение, при котором острие, несущее магнитную стрелку, устанавливается вертикально, а колодка с реохордом – горизонтально.

Основной частью указателя угла отклонения является отвес 14, скрепленный со стрелкой 15. Плоскость их качания совпадает с плоскостью искривления. Параллельно кривой, по которой перемещается конец стрелки, установлены угловой реохорд 16 и контактный сегмент 17. При измерении конец стрелки 15 соединяет одну из точек углового реохорда с токопроводящим проводом 16 и фиксирует угол отклонения прибора от вертикали. В верхней части рамки размещен коллектор 3, имеющий три контактных кольца 2 с выводами от азимуталь-

ного и углового реохорда, которые поочередно подключаются в измерительную схему.

Управление работой инклинометра осуществляется электромагнитом 4, фиксирующим и освобождающим по мере надобности магнитную стрелку 8 и стрелку 15 датчика зенитного угла наклона скважины, и управляющим электрическим переключателем 2 – 3 с помощью тяг 6 и 13.

В вертикальных скважинах интервалы замеров составляют 20–25 м, в наклонно-направленных – 5–10 м.

Результаты инклинометрических измерений записывают в журнал наблюдений и в таблице замеров указывают значения углов  $\delta$ ,  $\varphi$  и дирекционного угла  $\alpha$  в соответствии с глубинами их измерений.

По значениям измеренного зенитного угла  $\delta$  и вычисленного дирекционного угла  $\alpha$  строится проекция ствола скважины на горизонтальную плоскость, называемую *инклинограммой* (рис. 7.3).

В этом случае проекция  $l'_i$  участка скважины длиной  $l_i$  на горизонтальную плоскость будет  $l'_i = l_i \sin \delta_i$ , где  $l_i$  – длина интервала, принимаемого за прямолинейный, между ближайшими точками наблюдений. Для определения глубины забоя, кровли и подошвы отдельных горизонтов разреза по вертикали и их гипсометрических отметок строят вертикальную проекцию ствола скважины. Вертикальные проекции отдельных участков скважины рассчитывают по формуле  $l''_i = l_i \cos \delta_i$ , а общую глубину по вертикали для заданной глубины по формуле  $h = \sum l''_i = \sum l_i \cos \delta_i$ . При этом гипсометрическая отметка объекта будет  $h' = h - \text{Ал}$ , где Ал – альтитуда устья скважины.

В новых скважинах расчет кривизны (определение удлинения ствола скважины с глубиной) производится автоматически

на ЭВМ каротажной станции по программе обработки данных инклинометрии. В качестве результата обработки представляется таблица, в которой значению глубины в метрах соответствует рассчитанная абсолютная отметка.

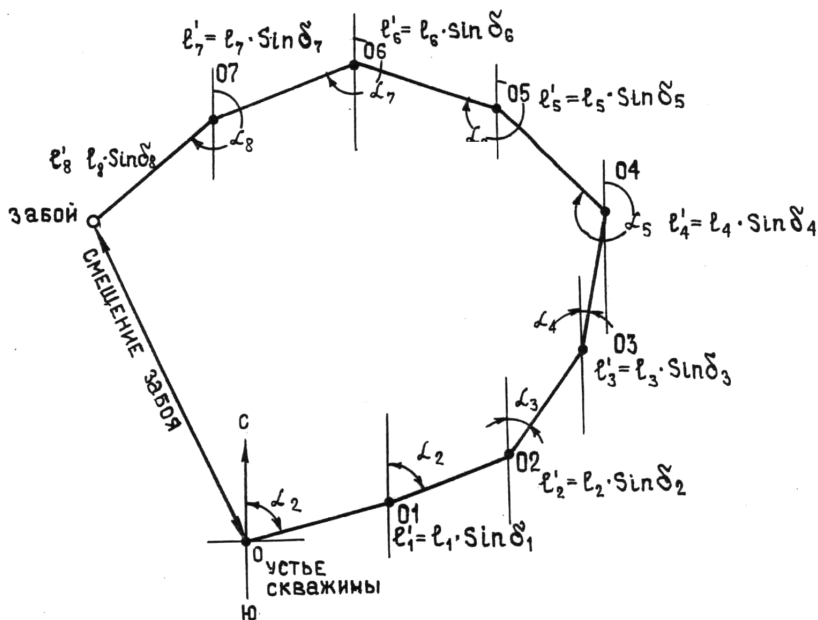


Рис. 7.3. Пример построения инклинограммы

**Комплекс инклинометрический ИОН-1** предназначен для технологического непрерывного автоматического измерения азимута и зенитного угла скважины, а также угла поворота инклинометра в функции глубины с выводом результатов на экран и сохранением их в LAS-формате.

Область применения: эксплуатационные бурящиеся скважины на нефть и газ глубиной до 5000 м для измерения азимута, зенитного угла, угла поворота и обсаженные колонной скважи-



ны с диаметром обсадных колонн 125 мм и более только для измерения зенитного угла.

Инклинометр позволяет измерять азимут, зенитный угол, угол поворота в колонне бурового инструмента с наружным диаметром 127 мм и более, содержащей в нижней части около турбобура три легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ, ГОСТ 23786–79). Измерения проводятся на расстоянии не более 15 м от стальной колонны и турбобура, а также не менее 3 м от стального замкового соединения ЛБТ.

Инклинометр может эксплуатироваться совместно с каротажной станцией или каротажным подъемником с применением одножильного или трехжильного каротажного кабеля. Кроме того, инклинометр может эксплуатироваться с подключенным к нему модулем ГК.

Условия эксплуатации прибора: температура окружающей среды для приемника от +10 до +45 °С, для скважинного прибора от –10 до 120 °С. Максимальное гидростатическое давление для скважинного прибора 80 МПа.

***Инклинометр гироскопический непрерывный ИГН 73-100/80*** предназначен для определения траектории обсаженных и необсаженных скважин в непрерывном автоматическом режиме в процессе измерения. Имеет самонаводящуюся на географический меридиан систему. Измерения могут проводиться через стальной буровой инструмент. Гироинклинометр работает в непрерывном автоматическом режиме. Диалоговый режим работы при измерении, встроенный автоматический контроль и анализ первичного материала гарантируют качество измерения и исключают ошибки оператора.

В реальном масштабе времени выдаются следующие текущие значения – отклонение в направлении север – юг; отклонение в направлении восток – запад; абсолютная глубина; длина кабеля; апсидальный угол корпуса; скорость движения скважинного прибора; коррекция по магнитным меткам; температура внутри скважинного прибора; текущее значение угла зенита; текущее значение азимута. Дополнительно по окончании замера с любым шагом по длине кабеля в виде таблиц, графиков и в LAS-форматах выдаются параметры – смещение, дирекционный угол смещения, интенсивность кривизны скважины и другие параметры по выбору (28 параметров).

## **7.2. Измерение диаметра и профиля сечения ствола скважины**

Фактический диаметр скважины  $d_c$  в ряде случаев отклоняется от его номинального  $d_n$ , равного диаметру долота, которым бурилась скважина.

Увеличение  $d_c$  (образование каверн в стволе скважины) наблюдается против глин и сильноглинистых разностей (мергелей и др.) из-за гидратации тонкодисперсных глинистых частиц и в результате их размыва гидромониторным воздействием струи, вытекающей из долотных отверстий.

При использовании соленого бурового раствора гидратация глинистых частиц уменьшается, что приводит к замедлению образования каверн. При использовании промывочных жидкостей на нефтяной основе каверны обычно не образуются.

Против соляных и гипсовых пластов из-за растворения этих пород промывочной жидкостью на водяной основе наблюдается увеличение диаметра скважины.

Иногда увеличение  $d_c$  наблюдается и в интервалах трещиноватых пород, которые могут быть ослаблены по механической прочности в процессе бурения. Номинальный диаметр обычно сохраняется в интервалах прочных пород – известняков, доломитов, плотных песчаников.

В результате фильтрации бурового раствора в интервалах проницаемых пластов образуется глинистая корка на стенке скважины, что приводит к уменьшению диаметра скважины  $d_c$ . Толщина глинистой корки изменяется от нескольких миллиметров до 5 см и более.

Знать фактический диаметр скважины необходимо для расчета объема затрубного пространства при цементировании обсадных колонн, выбора глубины места установки башмака колонны, фильтров, пакеров и испытателей пластов, а также для контроля технического состояния скважины в процессе бурения. Результаты кавернометрии используют при обработке данных ГИС, для выделения пластов горных пород и определения их литологического состава (рис. 7.4). Диаметр скважины измеряется с помощью *каверномеров и профилемеров*, которые различаются по своим конструктивным особенностям.

Наибольшее распространение имеют каверномеры типов СКС и СКО с четырьмя рычагами, попарно расположенными во взаимно перпендикулярных плоскостях (рис.7.4). Достаточно широко используются каверномеры КМ-2 (каверномер малогабаритный) и каверномеры скважинные управляемые типа КСУ-1 и КСУ-2. Каверномеры опускают в скважину со сложными измерительными рычагами, которые удерживаются замком, кольцом или проволокой. Движения измерительных рычагов под влиянием изменения диаметра скважины преобра-

зуются с помощью датчиков в электрические сигналы, передаваемые на каротажную станцию и регистрируемую в виде *кавернограммы*.

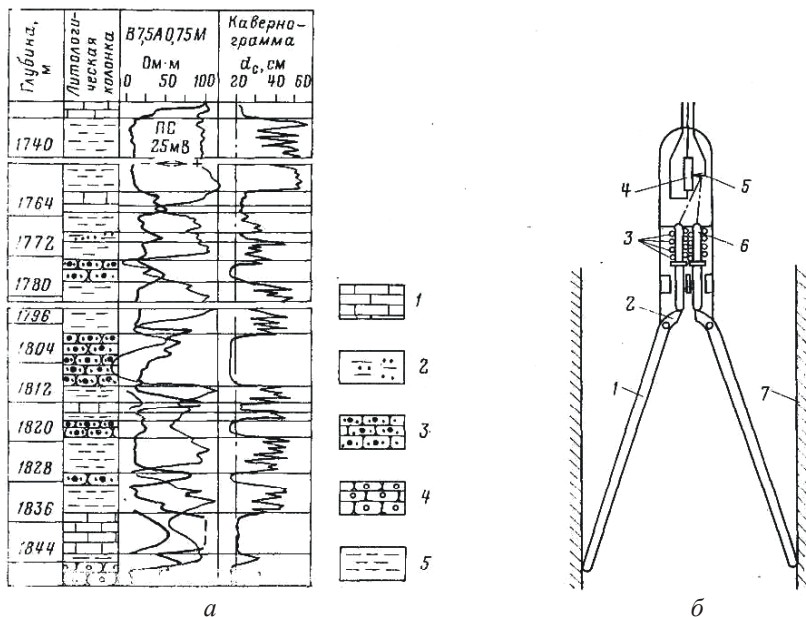


Рис. 7.4. Литологическая колонка по данным кавернометрии и электрического каротажа (а) и схема конструкции каверномера (б): 1 – известняк; 2 – алевролит; 3 – песчаник нефтенасыщенный; 4 – песчаник водонасыщенный; 5 – глинистая порода

Каверномер представляет сведения о среднем диаметре скважины, за который принимают диаметр круга, эквивалентного по площади сечению плоскости, перпендикулярной ее оси.

Однако в общем случае сечение ствола скважины не является круговым. Несоответствие формы сечения кругу свидетельствует о наличии желобов, которые образуются при искрив-

лении скважины, воздействия на стенки замковых соединений бурового инструмента. Для более детального изучения формы сечения диаметра обсаженных и необсаженных скважин применяют *каверномеры-профилемеры* (рис. 7.5), которые обычно позволяют измерять диаметры скважины в двух и более взаимно перпендикулярных плоскостях с выдачей значений их полу-сумм:  $(d_0' + d_c'')/2$  против плотных пород с номинальным диаметром скважины  $d_0'$  (плотные непроницаемые песчаники, известняки и доломиты) и  $(d_c' + d_c'')/2$  – против пород с другими плотностными характеристиками (аргиллиты, алевролиты, глинистые известняки и др.).

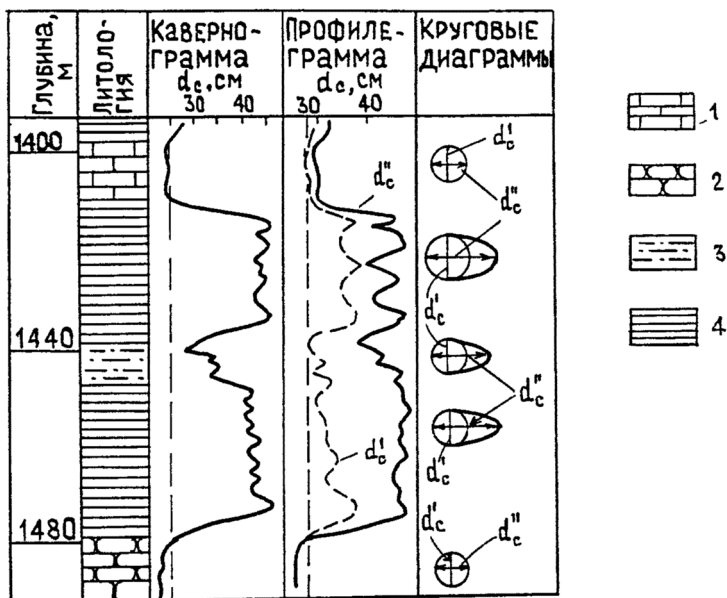


Рис. 7.5. Кривые профилеметрии, кавернометрии и диаграммы сечения скважины: 1 – известняк плотный; 2 – песчаник проницаемый; 3 – алевролит; 4 – глина

Различают вертикальную и горизонтальную профилометрии. При вертикальной профилометрии измерения сечения скважины производят в двух взаимно перпендикулярных направлениях хорды, характеризующих примерное поперечное сечение ствола скважины.

Для более точного определения формы поперечного сечения скважины используют *горизонтальные профиломеры*, для которых характерно наличие шести или восьми рычагов с известной для них ориентацией на магнитный север (рис. 7.6).

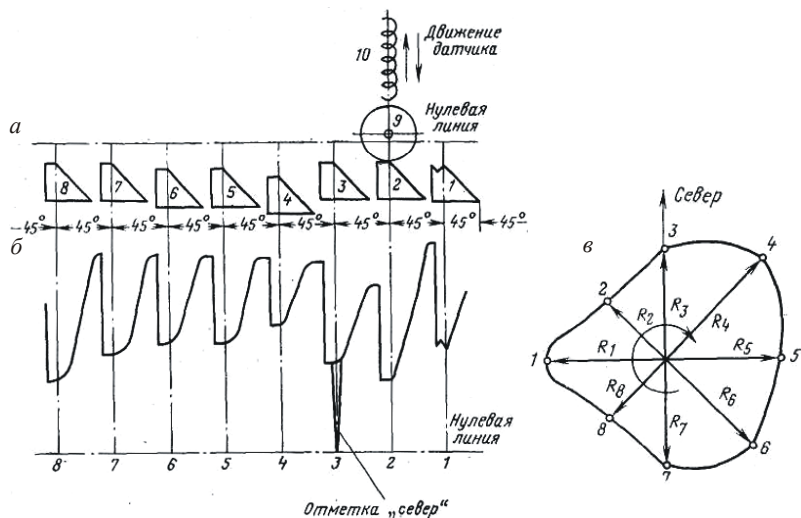


Рис. 7.6. Принцип работы горизонтального профиломера:

а – развертка кулачков профиломера; б – сигнал, передаваемый из скважинного прибора; в – построение поперечного сечения скважины

Наиболее используемые *каверномеры-профиломеры* типа каверномера-профиломера скважинного СКП-1 (регистрация диаметра скважины в двух взаимно перпендикулярных плоскостях), ТПК-1 (выдает итоговый результат от трех пар измери-

тельных рычагов), профилемер-радиусомер скважинный СПР-1 (измеряет восемь радиусов и азимут искривления скважины), профилемер трубный скважинный ПТС-1 (шесть профилеграмм для определения сечения обсадных колонн) и ПТС-2 (измеряет восемь радиусов колонны).

### 7.3. Определение элементов залегания пластов

При изучении геологического строения региона со значительными тектоническими нарушениями и большими углами падения пластов необходимо знать характер залегания пластов. Эти сведения также необходимы при исследовании наклонно-направленных скважин.

Залегание пласта характеризуется его простиранием и углом падения (рис. 7.7).

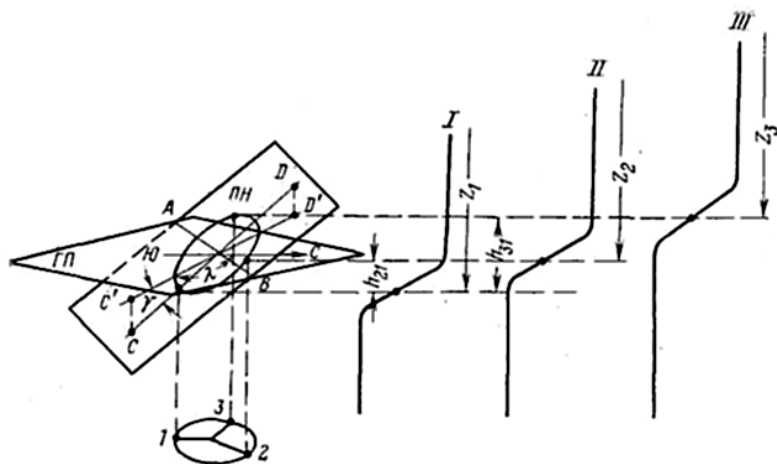


Рис. 7.7. Определение угла падения пластов с помощью наклономера:  
1, 2 и 3 – датчики; I, II III – зарегистрированные ими кривые; ПН –  
плоскость напластования – граница раздела двух пластов

Простиранием пласта называется направление горизонтальной линии АВ, лежащей в плоскости напластования ПН. Линией падения пласта является линия  $CD$ , проведенная в плоскости напластования ПН перпендикулярно к простиранию. Направлением падения пласта называется направление проекции  $C'D'$  линии падения пласта  $CD$  на горизонтальную плоскость ГП, а углом падения  $\gamma$  – угол между линиями  $CD$  и  $C'D'$  (угол между плоскостью напластования ПН и горизонтальной плоскостью ГП). Направление падения пласта характеризуется его азимутом  $\lambda$  (углом между линией  $C'D'$  и линией Ю-С в горизонтальной плоскости ГП), отсчитываемое по часовой стрелке.

В настоящее время для измерения падения пластов наиболее широко используются *пластовые наклономеры*, которые состоят из трех датчиков, инклинометра и каверномера. Наиболее востребованные наклономеры – пластовые наклономеры типа НП-3 и НИД-1.

## ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Задачи, решаемые при проведении работ по изучению технического состояния скважин.
2. Методы ГИС, которые применяются при изучении технического состояния скважин.
3. Цель определения искривления ствола скважин.
4. Задачи, решаемые по результатам измерения диаметра скважины.
5. Цель получения сведений о профиле сечения ствола скважины.
6. Определение элементов залегания пласта.



## 8. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

---

После окончания бурения определенного интервала в скважину спускают обсадную колонну, а в затрубное пространство между стенкой скважины и колонной закачивают цементный раствор. Цементирование затрубного пространства необходимо для разобщения отдельных пластов с целью устранения перетоков различных флюидов из одного пласта в другой. Высококачественное цементирование обсадных колонн позволяет однозначно судить о типе флюида, насыщающего породу (нефть, газ, вода, нефть с водой и т.п.), правильно подсчитывать запасы нефти и газа и эффективно осуществлять контроль разработки нефтегазовых месторождений.

О высоком качестве цементирования обсадных колонн свидетельствуют следующие показатели:

- 1) соответствие подъема цемента в затрубном пространстве проектной высоте;
- 2) наличие цементного камня в затрубном пространстве по высоте;
- 3) равномерное распределение цементного камня в затрубном пространстве по периметру;
- 4) хорошее сцепление цементного камня с колонной и породами.

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

## 8.1. Термометрия для контроля цементирования

Определение местоположения цементного камня в затрубном пространстве по данным термических исследований основано на фиксировании тепла, выделяющегося при твердении цементного раствора (рис. 8.1). Метод позволяет установить верхнюю границу цементного кольца, наличие цементного камня в затрубном пространстве и определить степень равномерности распределения цемента по разрезу.

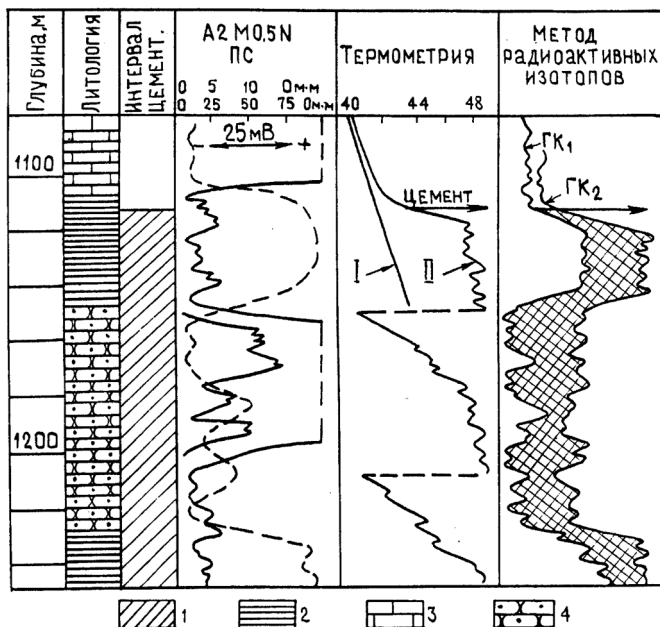


Рис. 8.1. Определение уровня цементного камня по данным термометрии и радиоактивных изотопов. Замеры температуры: *I* – контрольный, *II* – после закачки цементного раствора; *ГК<sub>1</sub>* – замер ГК до закачки цементного раствора, *ГК<sub>2</sub>* – после закачки цементного раствора; *1* – цемент за колонной; *2* – глина; *3* – известняк; *4* – песчаник

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 (см. рис. 8.1).

Максимальные температуры при схватывании цементного раствора наблюдаются в интервале 6–16 ч, а температурные аномалии можно зафиксировать во времени от 6 ч до одних суток после окончания заливки. Верхняя граница цементного раствора отмечается резким сдвигом кривой на термограмме. Следует отметить, что термометрия не представляет сведения о характере распределения цементного раствора в затрубном пространстве и качестве цементирования.

## **8.2. Метод радиоактивных изотопов**

Метод радиоактивных изотопов основан на регистрации  $\gamma$ -излучения радиоактивных изотопов, вводимых в цементный раствор во время его приготовления. Участок колонны, окруженный активированным цементом, отмечается на диаграмме ГК-2 повышением интенсивности  $\gamma$ -излучения по сравнению с кривой ГК-1, зарегистрированной до закачки цемента (см. рис. 8.1). Если цемент распределен вокруг колонны равномерно, то кривая ГК будет близка к прямой, параллельной оси абсцисс.

## **8.3. Метод рассеянного гамма-излучения**

Этот метод контроля за качеством цементирования обсадных колонн основан на регистрации рассеянного гамма-излучения при прохождении гамма-квантов через изучаемые среды различной

плотности. Поскольку цементный камень и промывочная жидкость значительно различаются по плотности, а интенсивность вторичного гамма-излучения находится в обратной зависимости от плотности, то на регистрируемой кривой ГГК достаточно четко выделяются участки с цементом и без него (рис. 8.2).

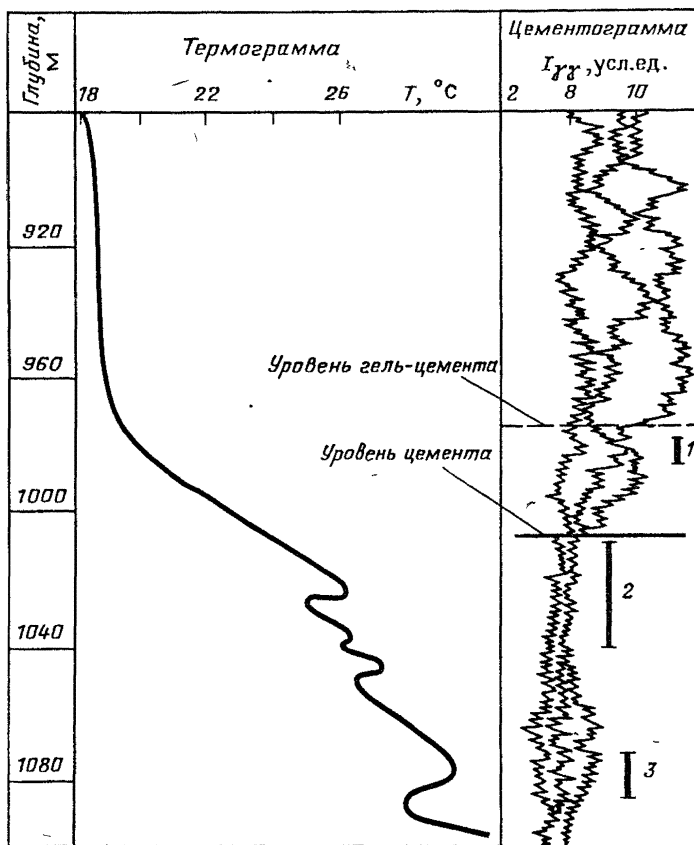


Рис. 8.2. Определение качества цементирования обсадной колонны по данным термометрии и гамма-гамма-каротажа: 1, 3 – интервалы с некачественным заполнением цементного раствора; 2 – интервал качественного цементирования

Этот метод позволяет:

- 1) установить высоту подъема цементного раствора;
- 2) определить наличие цементного камня и характера его распределения в интервале цементирования;
- 3) фиксировать наличие переходной зоны одной плотности к другой (например, от цементного раствора нормальной плотности к облегченному, т.е. гель-цементу);
- 4) выявить в цементном камне небольшие раковины и каналы;
- 5) определить эксцентриситет колонны относительно ствола скважины.

Совокупность кривых  $\gamma$ -излучений называется диаграммой гамма-гамма-контроля цементирования скважин. Такая система регистрации используется в приборах ЦМТУ-1, ЦММ-3–4, ЦФ-4, ЦМ-10–12 и СГДТ-2 (рис. 8.3).

Интерпретация цементограмм состоит в следующем. Степень дифференциации кривых ГГК определяются параметром  $J_{\gamma}^{\max} / J_{\gamma}^{\min}$ , т.е. отношением максимальных и минимальных показаний рассеянного гамма-излучения в изучаемом интервале глубин (см. рис.8.2). Чем больше отличается это отношение от единицы в данном сечении скважины, тем меньше центрирована колонна и менее равномерно распределен цементный камень в затрубном пространстве.

При непрерывном перемещении прибора в стволе скважины регистрируется одновременно две диаграммы рассеянного гамма-излучения – дефектомера и толщиномера. Кривая дефектомера записывается при равномерном вращении экрана вокруг оси скважинного прибора при непрерывном его перемещении по стволу скважины (круговая цементограмма) либо при остановке прибора на заданной глубине (дефектограмма), характеризующая изменение интенсивности рассеянного  $\gamma$ -излучения по окружности (см. рис. 8.2).

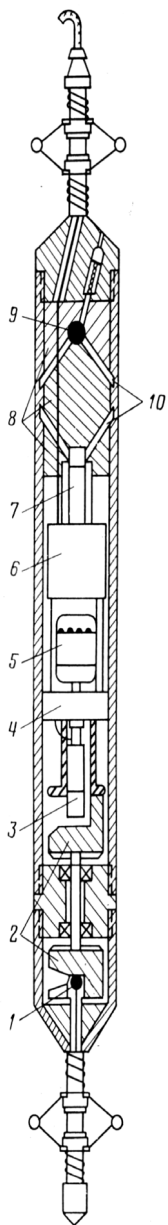


Рис. 8.3. Общий вид скважинного прибора СГДТ-2: 1 – источник излучения дефектомера; 2 – вращающиеся свинцовые экраны дефектомера; 3 – блок индикатора дефектомера; 4 – редуктор; 5 – электродвигатель; 6 – блок электрической схемы; 7 – блок индикатора толщиномера; 8 – свинцовые экраны толщиномера; 9 – источник излучения толщиномера; 10 – коллимационные окна толщиномера

Интерпретация круговых цементограмм подобна интерпретации обычных цементограмм (рис. 8.4). С помощью дефектограмм изучают распределение цемента по сечению колонны путем точечных измерений показаний ГГК в заданных интервалах скважины. Качество цементирования оценивается по соотношению протяженностей положительной и отрицательной полуволн (см. рис. 8.4).

Приборы типа СГДТ-2 и СГДТ-3 называются *гамма-дефектомерами-толщиномерами* и бывают многоканальными и одноканальными. Эти приборы предназначены для одновременного определения качества цементирования обсадной колонны (ОК) и толщины ее стенок (см. рис. 8.4).

Линия  $OO_1$  на дефектограмме проводится так, чтобы  $a_1 \approx a_2$ . При  $b_1 = b_2$  цементование считается качественным (в цементном камне нет каналов или других дефектов), если  $b_1 \neq b_2$  – некачественным (в цементе имеются дефекты).

Для контроля качества цементирования обсадных колонн может применяться одноканальная аппаратура с регистрацией одной кривой ГГК, трехканальная с регистрацией трех кривых ГГК (три индикатора расположены под углом  $120^\circ$ ), четырехканальная с регистрацией четырех кривых ГГК (четыре индикатора расположены под углом  $90^\circ$ ) и одноканальная с зондом, коллимированным по радиальному углу в пределах  $30\text{--}50^\circ$  и вращающимся в процессе измерений с заданной угловой скоростью при подъеме прибора.

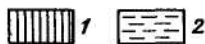
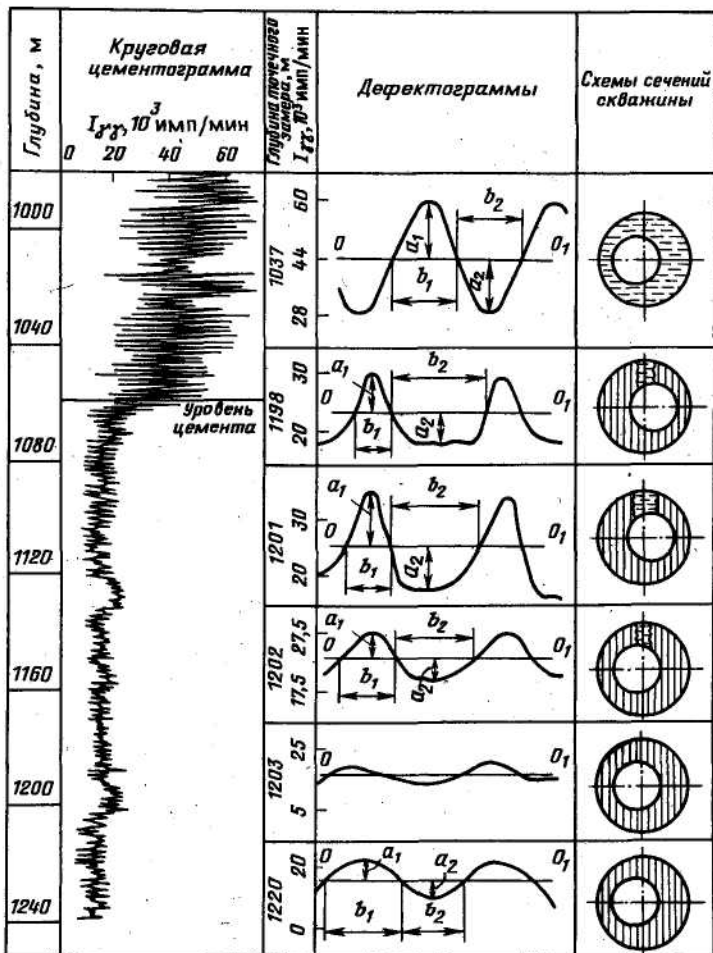


Рис. 8.4. Определение качества цементирования обсадной колонны по данным круговой цементограммы и дефектограммы:

1 – цементный камень; 2 – промывочная жидкость



## 8.4. Метод акустического каротажа

Акустическая цементометрия основана на измерении характеристик волновых пакетов, создаваемых источником с частотой излучения 20–30 кГц, распространяющихся в колонне, цементном камне и горных породах. В качестве информации используют:

- 1) амплитуды или коэффициент эффективного затухания волны по колонне в фиксированном временном окне, положение которого определяется значением интервального времени распространения волны в колонне, равного 185–187 мкс/м;
- 2) интервальное время и амплитуды или затухание первых вступлений волн, распространяющихся в горных породах;
- 3) фазокорреляционные диаграммы.

Применение акустического каротажа для изучения качества цементирования затрубного пространства основано на различии затухания и скорости распространения упругих колебаний в зависимости от плотности сцепления цементного камня с колонной и стенкой скважины.

Акустический метод выдает наибольшую информацию о качестве цементирования обсадных колонн и позволяет:

- установить высоту подъема цементного раствора;
- выявить наличие или отсутствие цементного раствора за колонной;
- определить наличие каналов, трещин и каверн в цементном камне;
- изучить степень сцепления цементного камня с колонной и горными породами (стенкой скважины);

– исследовать процесс формирования цементного камня во времени.

Качество цементирования оценивается по трем параметрам (амплитуде продольной волны в колонне  $A_k$ , амплитуде продольной волны в породе  $A_n$  и времени распространения продольной волны в породе  $t_n$ ), запись которых осуществляется с помощью акустических цементомеров типа АКЦ (рис. 8.5).

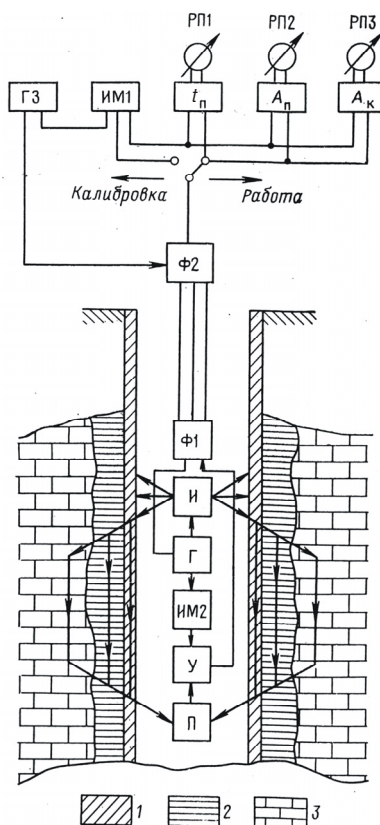


Рис. 8.5. Блок-схема цементомера типа АКЦ-4:  
1 – обсадная труба; 2 – цементный камень; 3 – известняк

Цементомер АКЦ-4 состоит из наземной аппаратуры и скважинного прибора. Последний представляет собой двух-элементный акустический зонд с кольцевым излучателем И и кольцевым пьезоэлектрическим приемником П. В средней части прибора в герметизированном корпусе размещаются блоки генератора и усилителя. Для возбуждения излучателя И используется генератор токовых импульсов Г, который через фильтры Ф1 и Ф2 запускается генератором блока запуска ГЗ панели управления.

Колебания излучателя частотой 25 кГц, распространяясь по промывочной жидкости, колонне и затрубному пространству, достигают приемника и преобразуются в нем в электрические сигналы. После усиления усилителем У электрические сигналы через фильтр Ф1 по кабелю передаются на поверхность в пульт управления в соответствующие каналы измерения амплитуд ультразвуковых колебаний по колонне  $A_k$  и породе  $A_p$  и канал измерения интервального времени распространения продольной волны по породе  $t_p$ . После соответствующих преобразований в каналах сигналы поступают на регистрирующие приборы РП1, РП2 и РП3.

Для контроля работы и калибровки цементомера в наземной аппаратуре и скважинном приборе предусмотрены специальные имитаторы ИМ1 и ИМ2. Визуальный контроль работы всех цепей осуществляется с помощью стандартного электронно-лучевого осциллографа.

Основную информацию о качестве цементирования несут параметры  $A_k$  и  $t_p$ . Малая амплитуда  $A_k$  (не более 0,2 от максимального значения) служит основным признаком сцепления цементного камня с колонной, большая (не менее 0,8 от макси-

мального значения) указывает на отсутствие этого сцепления. Отклонение времени пробега продольной волны в породе  $t_n$  от времени пробега упругой волны по колонне  $t_k$  является признаком наличия цементного камня за колонной и его сцепления с ней (рис. 8.6, а).

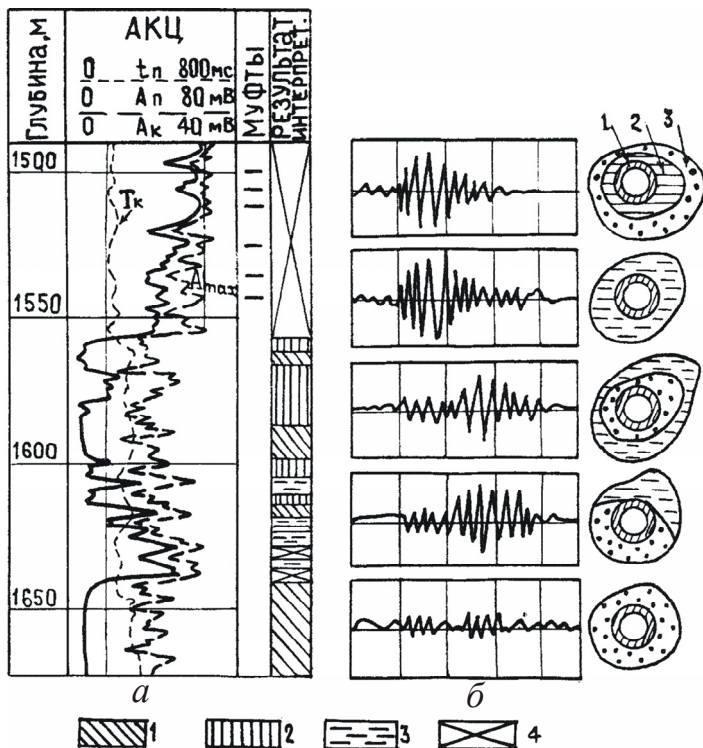


Рис. 8.6. Определение качества цементирования обсадной колонны акустическими методами: *a* – АК цементного камня. Сцепление цементного камня с колонной: 1 – хорошее, 2 – частичное, 3 – плохое, 4 – цементный камень отсутствует;  $A_n$  – сплошная линия,  $A_k$  – прерывистая линия; *б* – волновые картины и схемы сечений скважины: 1 – колонна, 2 – промывочная жидкость, 3 – цементный камень

Характерные аномалии на кривых  $t_n$  и  $A_k$ , связанные с отбивкой муфтовых соединений колонны, являются признаком плохо сцементированных интервалов или отсутствия сцепления цементного камня с колонной. Качество цементирования оценивается поинтервально с выдачей следующих характеристик:

1) наличием в затрубном пространстве цементного камня, жестко связанного с колонной, – хорошее сцепление;

2) неполным заполнением затрубного пространства цементным камнем или плохой связью с колонной, – плохое сцепление;

3) чередованием участков, хорошо и плохо сцементированных с колонной, содержащих и не содержащих цементный камень в затрубном пространстве, – частичное сцепление;

4) отсутствием сцепления цементного камня с колонной или вообще отсутствием цемента в затрубном пространстве. При частичном сцеплении такие интервалы характеризуются на кривой  $A_k$  чередованием больших и малых амплитуд (табл. 8.1 и рис. 8.6).

Для полной интерпретации диаграмм АКЦ, и в частности установления сцепления цемента с породой, необходимо иметь диаграмму АК, полученную в необсаженной скважине. При хорошем сцеплении цемента с колонной и породой время  $t_n$ , зарегистрированное цементомером в обсаженной скважине, должно примерно соответствовать времени, зарегистрированному акустическим методом в необсаженной скважине. В случае плохого сцепления цемента с породой наблюдается разница между этими временами. Низкие значения амплитуд продольной волны, идущей по породе  $A_n$ , также являются признаком плохой связи цемента с породой.

Схема интерпретации диаграмм АКЦ

Амплитуда $A_k$	Величина $t_n$	Отбивка муфт	Результаты интерпретации
Максимальная	$t_n = t_k$	Отбиваются	Цементный камень отсутствует или не сцеплен с колонной
0,2–0,8 от максимального значения	$t_n \approx t_k$	Отбиваются	Плохое сцепление цемента с колонной, частичное сцепление цемента с колонной
Минимальная (нулевая)	$t_n > t_k$	Не отбиваются	Хорошее сцепление цемента с колонной
Средняя	$t_n < t_k$	Не отбиваются	То же
Средняя	$t_n \approx t_k$	Не отбиваются	Требуются дополнительные данные

Надежность оценки качества цементирования повышается, если привлекаются результаты, получаемые с помощью волновых картин (рис. 8.6, б).

Качество цементирования по волновым картинам можно также оценить по следующим признакам (рис. 8.7):

1. Незацементированная колонна на волновой картине отмечается мощным долго не затухающим сигналом трубных волн, приходящим за время  $t_k$ , которое равно времени пробега волны на базе зонда со скоростью стержневых волн в стали. Время  $t_k$  для базы  $\Delta L = 2,5$  м в зависимости от диаметра колонны и физико-механических свойств жидкости в скважине может изменяться от 500 до 650 мкс (см. рис. 8.7, в. к. 1).

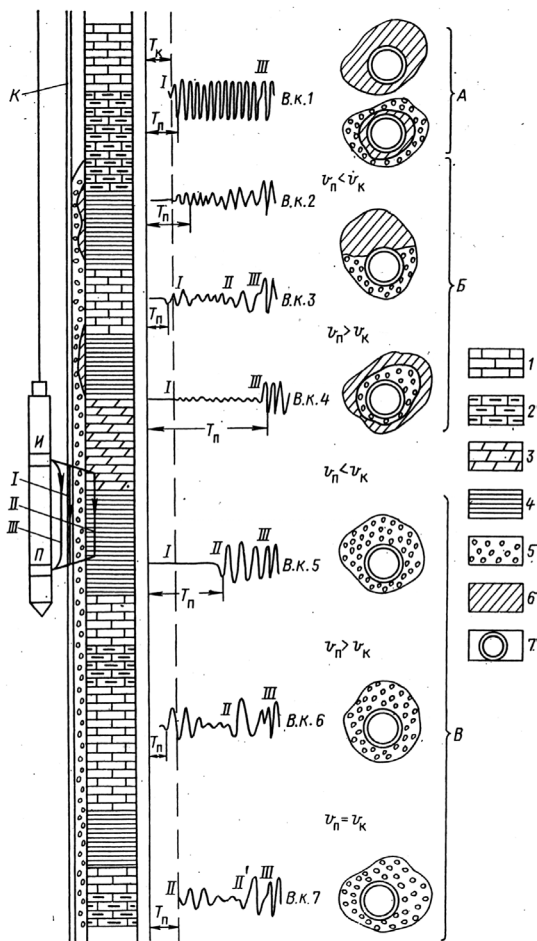


Рис. 8.7. Определение качества цементирования обсадной колонны. Путь волны: I – по колонне; II – по породе; III – по промывочной жидкости в обсадной колонне; 1 – известняк; 2 – известняк глинистый; 3 – мергель; 4 – глина; 5 – цемент; 6 – промывочная жидкость; 7 – обсадная колонна; К – колонна; в.к. – волновая картина; А – незацементированная колонна; Б – частично зацементированная колонна; В – полностью зацементированная колонна; И – источник излучения, П – приемник излучения

2. Хорошее качество цементирования обсадных колонн (надежное сцепление цементного камня с породой и колонной) в *низкоскоростном разрезе* отмечается малой амплитудой  $A_k$  и значительной амплитудой  $A_n$ . Типы волн в этом случае отчетливо различаются по времени их вступления (см. рис. 8.7, в.к. 5).

3. Хорошее качество цементирования обсадных колонн в *высокоскоростном разрезе* отмечается на волновой картине неискаженным импульсом продольной волны частотой ниже 25 кГц и наличием поперечной волны частотой не ниже 20 кГц (см. рис. 8.7, в.к. 6 и 7).

4. Затрубное пространство негерметично или его герметичность неопределенна, фиксируется в случаях, когда величина  $A_k$  превышает критическое значение и не удастся выделить волны по породе при наличии волны с частотой 25–30 кГц, вступающей на временах более 1300 мкс, а также при отсутствии корреляции значений амплитуд  $A_n$  со значениями их в необсаженной скважине (см. рис. 8.7, в.к. 2 и 3).

5. В высокоскоростном разрезе при частичном цементировании обсадной колонны сигнал с момента времени  $T_k$  представлен волнами различной частоты. Этот признак позволяет отличить частичное цементирование от полного.

В приборах акустической цементометрии используются короткие трехэлементные измерительные зонды с расстоянием между ближайшим излучателем и приемником от 0,7 до 1,5 м и базой зондов (расстояние между приемниками) в пределах 0,3–0,6 м. Скважинный прибор центрируется. Графический пример комплексной интерпретации данных акустической цементометрии и круговой цементограммы представлен на рис. 8.8.





## ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Сущность метода радиоактивных изотопов.
2. Последовательность операций при проведении работ методом радиоактивных изотопов.
3. Оценка качества цементирования обсадных колонн.
4. Оценка качества цементирования по данным термометрии.
5. Недостатки метода оценки качества цементирования по термометрии.
6. Оценка качества цементирования по методу радиоактивных изотопов.
7. Оценка качества цементирования по ГГК.
8. Интерпретация круговых цементограмм.
9. Оценка качества цементирования по АКЦ.
10. Определение негерметичности обсадной колонны.
11. Признаки негерметичности обсадной колонны, наблюдаемые по данным термометрии.
12. Задачи, решаемые методом меченого вещества.
13. Способы введения меченого вещества в скважину.
14. Выявление дефектов обсаженных и насосно-компрессорных труб.
15. Определение местоположения муфтовых соединений.
16. Определение затрубной циркуляции флюидов.
17. Оценка качества цементирования по акустике по волновым картинам.
18. Комплексная интерпретация ГГК и АКЦ.

## **9. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН, БУРИЛЬНЫХ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ**

---

---

Контроль проводят для предотвращения возможных аварий, и заключается он в определении толщины обсадных труб, их внутреннего диаметра, овальности, местоположения башмака и муфтовых соединений, а также в выявлении в них различных дефектов (трещин, порывов, желобов, интервалов перфорации и др.). Контроль осуществляют с помощью специальной геофизической аппаратуры.

### **9.1. Установление местоположения муфтовых соединений колонн**

Метод электромагнитной локации муфт основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла бурильных труб, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их сплошности.

Метод электромагнитной локации муфт применяют для установления положения замковых соединений прихваченных бурильных труб; определения положений муфтовых соединений обсадной колонны; точной привязки показаний других приборов к положению муфт; взаимной привязки показаний нескольких

приборов; уточнения глубины спуска насосно-компрессорных труб; определения текущего забоя скважины; в благоприятных условиях – для определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

Положение соединительных муфт обсадных колонн, бурильных или насосно-компрессорных труб в скважине определяют с помощью прибора, называемого *локатором муфт*. Локаатор муфт представляет собой индуктивную катушку со стальным сердечником и двумя постоянными магнитами, полюсы которых направлены навстречу друг другу. Знать местоположение муфт необходимо для уточнения интервалов и глубин прострела колонн (интервалы перфорации) и уточнения мест их герметичности (рис. 9.1).

Детектор (датчик) локатора муфт представляет собой дифференциальную магнитную систему, которая состоит из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, создающих в катушке и вокруг нее постоянное магнитное поле. При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности труб происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование ЭДС в измерительной катушке.

Активный локатор муфт содержит две катушки, каждая из которых имеет возбуждающую и приемную обмотки. Под воздействием переменного магнитного поля, генерируемого подачей переменного напряжения на возбуждающие обмотки, в приемных обмотках возникает переменное напряжение, которое зависит от магнитных свойств окружающей среды. Информативным параметром служит разность напряжений на приемных обмотках, которая зависит от сплошности среды.

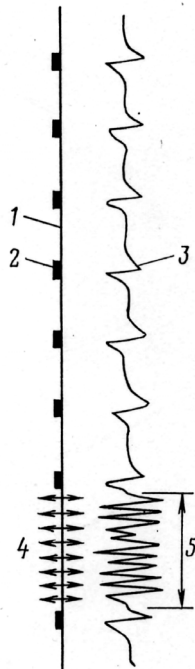


Рис. 9.1. Кривая локатора муфт:

1 – обсадные трубы; 2 – соединительные муфты; 3 – отбивка соединительных муфт; 4 – интервал перфорации; 5 – отбивка интервала перфорации

Локатор муфт также позволяет фиксировать дефекты колонн (перфорационные отверстия, трещины). *Контроль перфорации* осуществляется аппаратурой АКП-1 следующим образом. До прострела колонна против продуктивных пластов намагничивается, а затем производится локация намагниченных участков. Диаграмма против этих интервалов представляет собой гармонические колебания равной амплитуды. После перфорации записывается повторная диаграмма и в интервале перфорации

ции отмечаются существенные уменьшения намагниченности участков обсадной колонны (рис. 9.2).

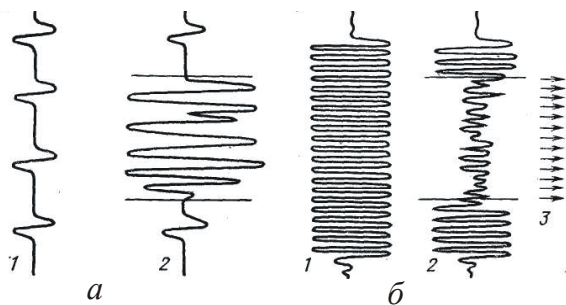


Рис. 9.2. Определение интервала перфорации обсадной колонны по кривой локатора муфт (*a*) и по диаграмме, записанной аппаратурой АКП-1 (*б*). 1, 2 – кривые, записанные до и после перфорации колонны; 3 – интервал перфорации

## 9.2. Выявление дефектов обсадных колонн, участков перфорации и интервалов разрывов колонн

Электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия основаны на изучении характеристик вихревого электромагнитного поля, возбуждаемого в обсадной колонне генераторной катушкой прибора.

Задачами исследований являются:

- 1) выявление местоположения башмака и муфт обсадной колонны, размещенной за колонной, в которой ведутся исследования;
- 2) определение толщины стенок обсадных труб;
- 3) выявление положения и размеров продольных и поперечных дефектов, смятий и разрывов отдельных труб;

4) оценка положения муфтовых соединений и качества свинчивания труб в муфтах.

К числу дефектов обсадных и насосно-компрессорных труб относятся непостоянство диаметров и толщины стенок, наличие в них отверстий, трещин, разрывов, вмятин, раздутий. Эти дефекты возникают в трубах под влиянием неравномерных механических напряжений, коррозии и прострелочно-взрывных работ.

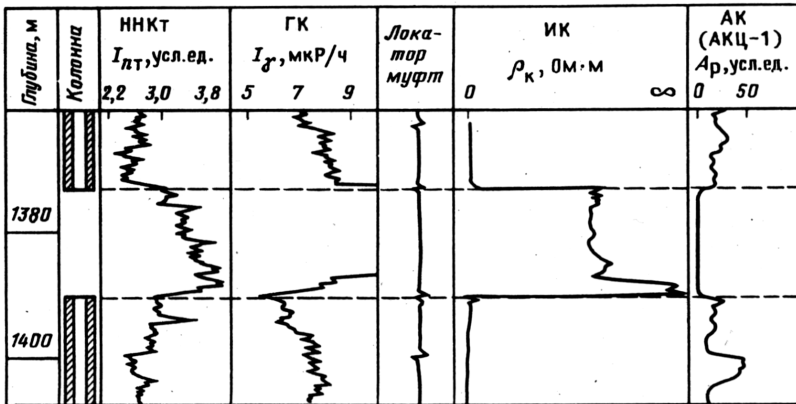


Рис. 9.3. Определение интервала разрыва колонны по данным комплекса ГИС

Для их обнаружения используют в основном индукционный скважинный дефектомер. Кроме специальных геофизических методов контроля технического состояния труб могут быть использованы обычные методы ГИС. Так, на рис. 9.3 показано обнаружение интервала разрыва обсадной колонны по данным исследований методами нейтронного, индукционного, акустического и гамма-каротажа.

Разрыв колонны протяженностью 15,6 м зафиксирован в интервале 1374,4–1390,0 м вследствие повышенных показаний

нейтронного и гамма-методов, увеличения сопротивления на кривой индукционного каротажа и нулевой амплитудой  $A_p$  на кривой акустического каротажа.

На рис. 9.4 приведен пример контроля обсадной колонны до и после перфорации с помощью индукционного дефектомера ДИ-1. На диаграмме порывов и трещин  $Tr_n$  (записанной при измерении прямым зондом) и на диаграмме  $Tr_d$  (записанной при измерении дифференцированным зондом) видно, что во втором интервале после перфорации появилась трещина длиной до 1,3 м.

На кривой диаграммы износа  $d_d$  видно, что растрескивание труб обсадной колонны на этом интервале сопровождалось раздутием колонны, достигающим до 9 мм.

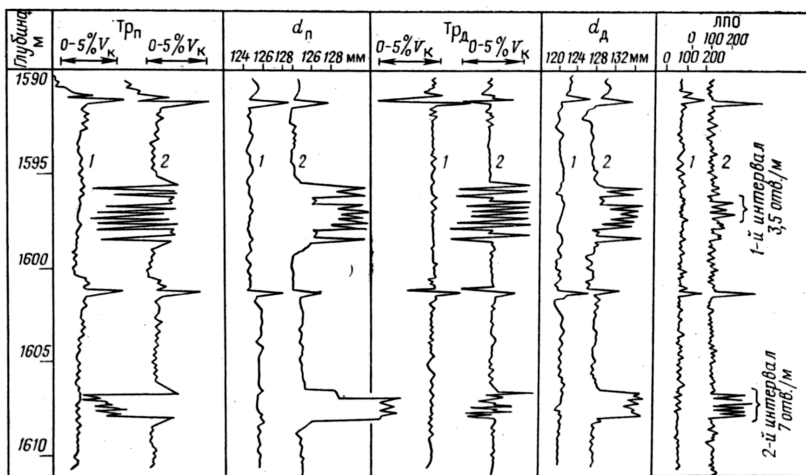


Рис. 9.4. Пример контроля обсадной колонны с помощью индукционного дефектомера и локатора перфорационных отверстий:

1 – кривые, зарегистрированные до перфорации обсадной колонны;

2 – кривые, зарегистрированные после перфорации



В аппаратуре ЭМДСТ-МП используется 17 параметров дефектоскопа и 2 параметра термометра. Конкретный набор параметров определяется в соответствии с задачей исследования скважины и конструкцией скважины.

### **9.3. Установление внутреннего диаметра и толщины обсадных колонн**

Толщина стенок обсадных колонн может изменяться под влиянием механических напряжений, коррозии и прострелочно-взрывных работ. Фактическую толщину стенок колонн и их внутренний диаметр нужно знать при интерпретации данных контроля цементирования скважин, дебитометрии и расходомерии.

Толщина стенок обсадных колонн определяется с помощью рассеянного гамма-излучения. Так, гамма-толщиномер, входящий в состав комплексного скважинного прибора *дефектомера-толщиномера СГДТ-2*, позволяет определять среднюю толщину стенки обсадных труб, установить положение соединительных муфт (замков), центрирующих фонарей, интервалов перфорации и мест порыва колонны. Изменение толщины стенок труб, появление раздутий колонны в результате ее перфорации, интервалы разрыва и коррозионного износа уверенно фиксируются по гамма-гамма-толщиномеру (рис. 9.5).

Получение сведений о толщине и внутреннем диаметре обсадных колонн осуществляется с помощью *электромагнитного профилографа, калибромера, профилемера, микрокаверномера и индуктивного дефектомера ДСИ* (дефектомер скважинный индукционный).

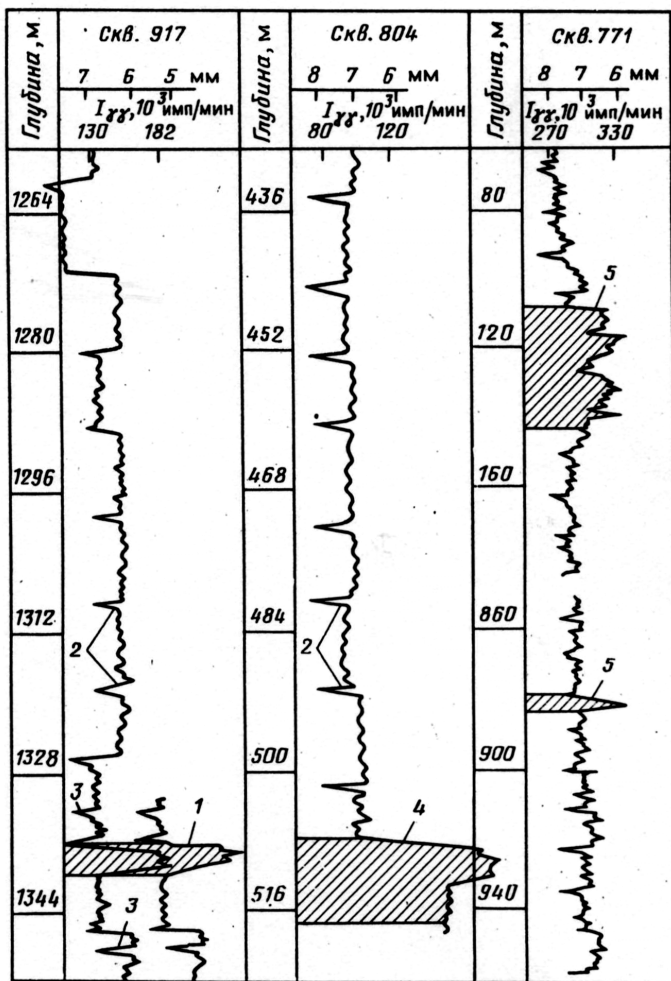


Рис. 9.5. Определение технического состояния обсадных колонн по гамма-толщинограмме: 1 – нарушение колонны в интервале перфорации; 2 – муфта колонны; 3 – центрирующие фонари; 4 – разрыв колонны; 5 – интервалы коррозионного износа

Так, гамма-толщиномер, входящий в состав комплексного скважинного прибора дефектомера-толщиномера СГДТ-2, позволяет определять среднюю толщину стенки обсадных труб с точностью до  $\pm 0,25$  мм, установить положение соединительных муфт (замков), центрирующих фонарей, интервалов перфорации и мест порыва колонны (рис. 9.6).

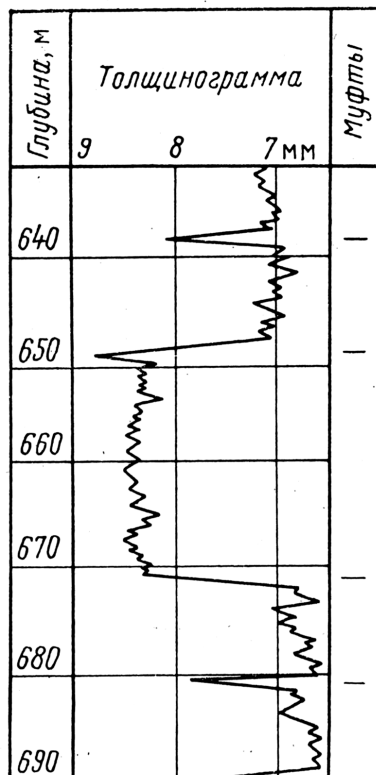


Рис. 9.6. Пример определения толщины обсадных труб гамма-гамма-толщиномером

Состояние обсадных колонн и насосно-компрессорных труб (разрывы, смятия, сквозные отверстия), число и местонахождение перфорационных отверстий и местоположение муфтовых соединений могут быть установлены также с помощью скважинного акустического телевизора (САТ) и прибора, называемого локатором муфт.

САТ позволяет получать в акустическом поле изображение развертки стенки скважины. Для обработки используется время прихода отраженной от стенки скважины ультразвуковой волны и ее максимальная амплитуда (рис. 9.7). Данные САТ интерпретируются на качественном уровне путем визуального изучения графических изображений. Для преобразования амплитудных и временных характеристик исследуемой поверхности в графический вид используется пакет программ Geohysics Office.

На рис. 9.7 приведен пример интерпретации данных САТ. Исследования выполнялись с целью определения положения интервала перфорации. Путем изучения развернутого среза колонны установлено, что фактический интервал перфорации выделяется в интервале 2445,0–2458,6 м. Кроме плоского изображения выдается объемное изображение колонны.

*Местоположение башмака обсадных труб и металлических предметов в скважине* достаточно надежно отмечается по кривым сопротивления обычных зондов вследствие большого влияния металла на результаты измерений. Если зонд находится в обсадной колонне или рядом с длинным металлическим телом (например, бурильным инструментом), то в связи с малым падением потенциала при прохождении тока по металлу ( $\Delta U_{КС} \approx 0$ ) кажущееся удельное сопротивление практически равно нулю.

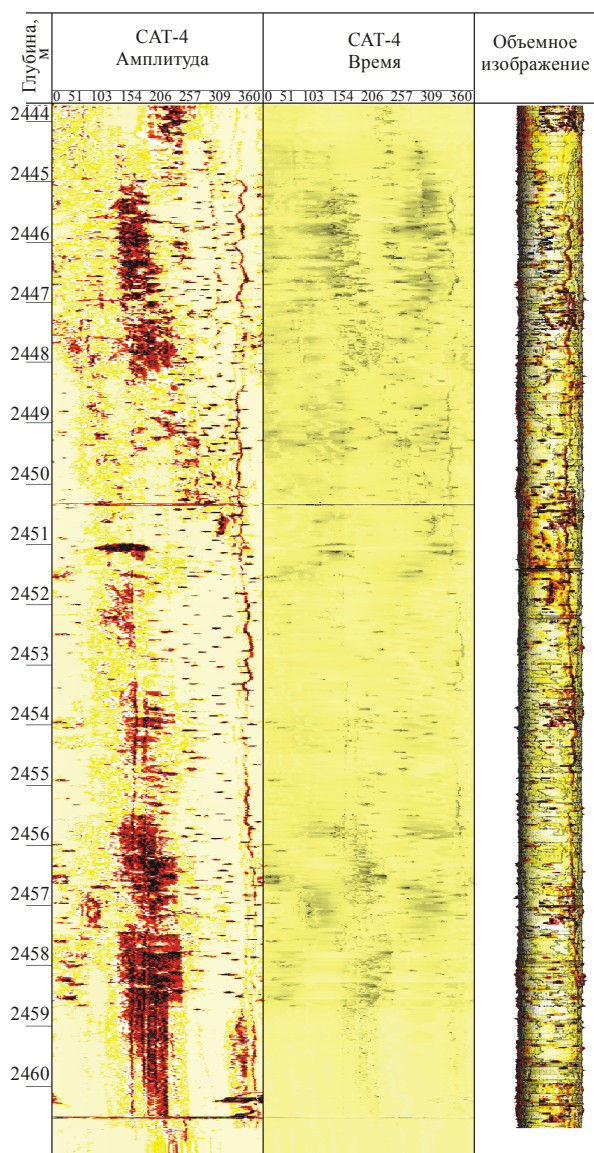


Рис. 9.7. Пример интерпретации данных САТ

Положение соединительных муфт (замков) обсадных труб в скважине определяют с помощью магнитных локаторов, которые позволяют фиксировать не только местоположение муфтовых (замковых) соединений, но и местоположение в трубах магнитных меток, разрывов, утолщений, интервалов перфорации (см. рис. 9.1, 9.2 и 9.4).

#### **9.4. Определение мест прихвата инструмента и металла в скважине**

*Прихваты бурильных (насосно-компрессорных) труб* определяют с помощью прихватоопределителей типа ПО и ПОТТ, представляющих собой электромагнит, помещенный в корпус из немагнитной стали. Действие прихватоопределителя основано на свойстве ферромагнитных материалов размагничиваться при деформации.

Скважинный прибор представляет собой датчик (электромагнит), состоящий из катушки и сердечника, помещенных в корпус из немагнитной стали. Головка и наконечник прибора выполнены из магнитной стали и выполняют функцию полюсов магнита.

Для определения места прихвата регистрируют контрольную кривую, по которой фиксируют положение муфтовых соединений и других магнитных аномалий (рис. 9.8, замер  $L$ ). На полученной кривой выбирают свободные от магнитных аномалий участки и в предполагаемом интервале прихвата трубы наносят магнитные метки. Для этого останавливают прибор на соответствующей глубине и через катушку в течение 1–2 с пропускают постоянный ток. Затем производят повторный замер,

по результатам которого судят о положении магнитных меток (рис. 9.8, замер II).

Далее на прихваченные трубы прилагается (в пределах допустимой) механическая растягивающая или закручивающая нагрузка.

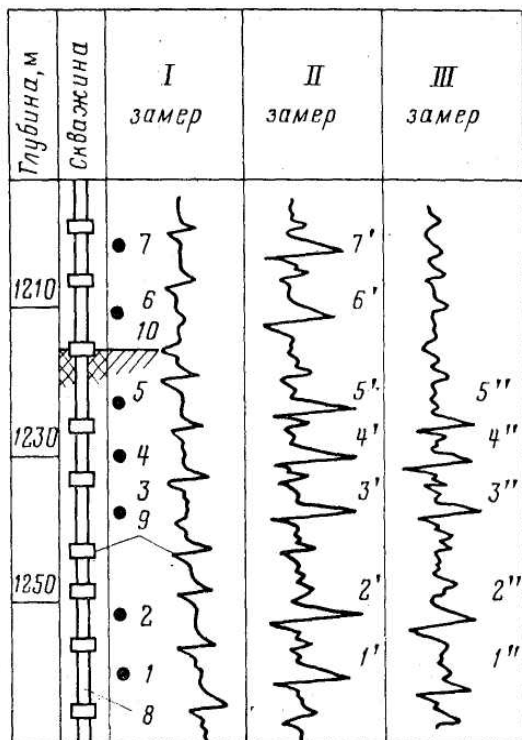


Рис. 9.8. Определение мест прихвата бурильных труб прихватаопределителем: 1-7 – нанесенные магнитные метки; 1'-7' – положение магнитных меток при II замере; 8 – бурильные трубы; 9 – соединительные муфты; 10 – место прихвата; 1''-5'' – положение магнитных меток при III замере

На участках действия нагрузки магнитные метки исчезают или их магнитное поле ослабевает, что отражается на результатах замера *III* (замер *III*). Сопоставляя полученные кривые, устанавливают место прихвата. Ниже интервала прихвата кривые обычно остаются идентичными, а выше – на последней кривой магнитные метки либо отсутствуют, либо отмечаются уменьшенными аномалиями. Как видно на рис. 9.8, магнитные метки *I''–5''* на кривой замера *III* сохраняются и совпадают с их положением на кривой замера *II* (*I'–5'*). Метки же *6*, *7* и другие не отмечаются. Это дает основание предполагать, что место прихвата бурильного инструмента находится между метками *5* и *6* примерно на глубине 1217 м.

## ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Методы выявления дефектов обсадных и насосно-компрессорных труб.
2. Определение интервалов перфорации.
3. Установление местоположения муфтовых соединений.
4. Определение негерметичности обсадной колонны по данным термометрии.
5. Задачи, решаемые с применением метода электромагнитной локации муфт.
6. Признаки выбора интервалов исследований по методу трубной профилометрии.
7. Определение мест прихвата инструмента в скважине.
8. Установление внутреннего диаметра и толщины обсадных колонн.



## 10. РЕШЕНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН МЕТОДАМИ ГИС

---

### 10.1. Прострелочно-взрывные работы и опробование скважин в открытом стволе

К основным видам прострелочно-взрывных работ в скважинах относятся перфорация, отбор образцов горных пород грунтоносами и торпедирование. При этом используется действие взрыва, осуществляемого с помощью специальных стреляющих аппаратов и торпед, спускаемых в скважину на каротажном кабеле или на насосно-компрессорных трубах. Для опробования скважин в открытом стволе применяются приборы на каротажном кабеле и комплект испытательных инструментов (КИИ) на бурильных трубах (см. главу 6).

*Прострелочные работы* в скважинах предусматривают перфорацию обсадных колонн и цемента для вскрытия нефтегазоводонасыщенных пластов; отбор образцов горных пород в необсаженных скважинах; отбор проб пластовых жидкостей и газов опробователями пластов; срезание в скважинах колонн и труб с целью их извлечения.

*Взрывные работы* в скважинах проводятся в основном для повышения продуктивности эксплуатационных скважин или увеличения приемистости нагнетательных скважин; разобщения

продуктивных пластов; борьбы с поглощением промывочной жидкости при бурении; освобождения и извлечения труб из скважин при авариях и др.

*Взрывом* называют чрезвычайно быстрое физическое или химическое изменение состояние вещества, сопровождающееся выделением энергии и газообразных продуктов. Обычно энергия взрыва производит механическую работу – разрушение окружающей среды. Как правило, эта энергия создается расширением газов, выделенных в процессе взрыва.

Взрыв представляет собой быстротечное горение благодаря потреблению кислорода, содержащегося в самом веществе. Высокое давление при взрыве создается главным образом за счет температуры реакции взрыва, которая достигает 1500–4500 °С.

Взрывчатыми веществами (ВВ) называют вещества, которые под влиянием некоторого воздействия могут с большой скоростью переходить в другие вещества с образованием газов, выделением тепла и созданием давления на окружающую среду. Важнейшими ВВ, используемыми в нефтепромысловой практике, являются порох, тротил, гексаген, октоген и др. В качестве начального импульса применяют в основном механическую (удар, трение) и тепловую (искра, температура нити накаливания) энергию.

**Перфорация.** После окончания бурения в скважину спускают обсадные колонны и производят цементирование затрубного пространства с целью укрепления ствола скважины и разобщения продуктивных пластов. Вскрытие пластов выполняется с помощью стреляющих аппаратов – перфораторов.

Сам процесс образования отверстий в обсадных трубах, цементном камне и горной породе с помощью перфораторов

называется перфорацией. По типу пробивного элемента перфораторы подразделяются на кумулятивные (рис.10.1), получившие наиболее широкое распространение, и пулевые.

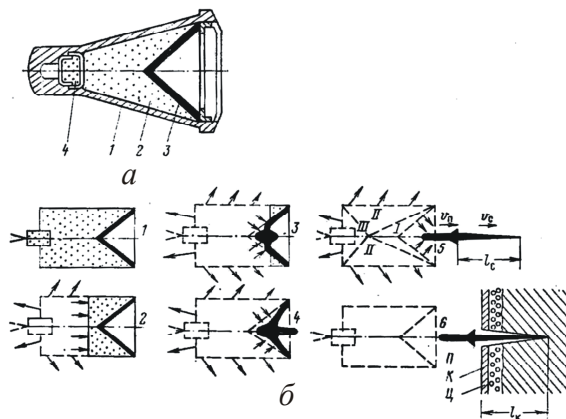


Рис. 10.1. Кумулятивный заряд (а) и схема образования кумулятивной струи (б): а – 1 – корпус, 2 – взрывчатое вещество, 3 – металлическая воронка, 4 – детонатор; б – 1–6 – последовательные стадии образования кумулятивной струи; I–III – области заряда, на границах которых скорость движения продуктов взрыва равна нулю; II – пест,  $v_c$  и  $v_{п}$  – соответственно скорости кумулятивной струи и песта; K – колонна; Ц – цемент;  $l_k$  и  $l_c$  – длины соответственно кумулятивной струи и пробитого канала (стрелками показано направление движения продуктов взрыва)

Перфораторы бывают одноразового и многократного действия, спускаемые на кабеле (типа ПКО, ПКОТ), а также одноразовые, спускаемые на насосно-компрессорных трубах (типа ПНК, ПНКТ) (рис. 10.2).

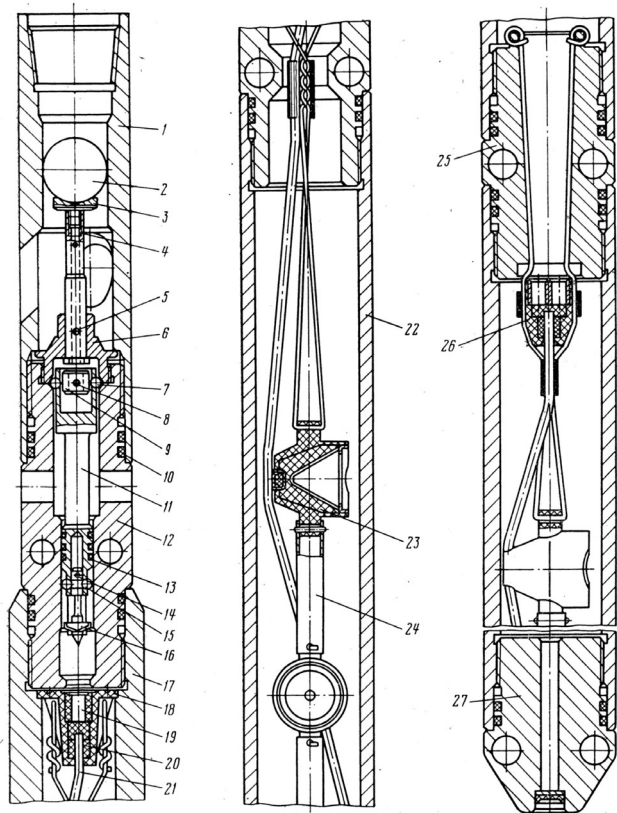


Рис. 10.2. Устройство перфоратора ПНКТ-89: 1 – муфта-переходник к колонне насосно-компрессорных труб; 2 – резиновый шар; 3 – упор штока; 4 – шток; 5, 8, 14 – чека; 6 – стопорная гайка; 7, 15 – предохранительные шарики; 9 – втулка; 10, 13 – резиновые уплотнительные кольца; 11 – ударник; 12 – корпус взрывного устройства; 16 – боек; 17 – корпус головки перфоратора; 18 – пластмассовый корпус инициирующего устройства; 19 – капсюль-детонатор; 20 – шашки ВВ; 21 – детонирующий шнур; 22 – корпус перфоратора; 23 –кумулятивные заряды; 24 – соединительная втулка; 25 – переходник; 26 – устройство передачи детонации; 27 – наконечник

**Отбор проб пластовых флюидов.** Отбор жидкости из исследуемого интервала осуществляется с помощью аппаратуры АИПД (см. рис. 3.11). При этом определяются физико-химические свойства отобранной пробы флюида и содержание в ней углеводов для оценки характера насыщения опробованного интервала.

**Отбор образцов пород.** Образцы пород из стенок скважины отбирают с целью дополнения коллекции керна, отобранного в процессе бурения.

Отбор образцов горных пород со стенок скважины осуществляется при помощи стреляющих и сверлящих грунтоносов. Первый состоит из стального корпуса с пороховыми камерами, над которыми располагаются стволы. В пороховые камеры помещаются пороховые заряды с электровоспламенителями. В стволы вставляются полые цилиндрические бойки из прочной стали, крепящиеся к корпусу стальными тросиками. После установки грунтоноса в нужном интервале на электровоспламенитель подается ток. Пороховой заряд взрывается, и под действием давления пороховых газов боек с пяткой вылетает из ствола грунтоноса и внедряется в стенку скважины (рис. 10.3). При подъеме грунтоноса стальной тросик извлекает боек из стенки скважины вместе с образцом.

Стреляющие боковые грунтоносы (рис. 10.4) предназначены для отбора образцов сравнительно мягких пород (песков, рыхлых песчаников, мучнистых известняков и доломитов, глин) и характеризуются невысокой эффективностью (вынос образцов породы составляет 50–60 %). Грунтоносами за один рейс может быть отобрано от 1 до 30 образцов горных пород в разных точках разреза.

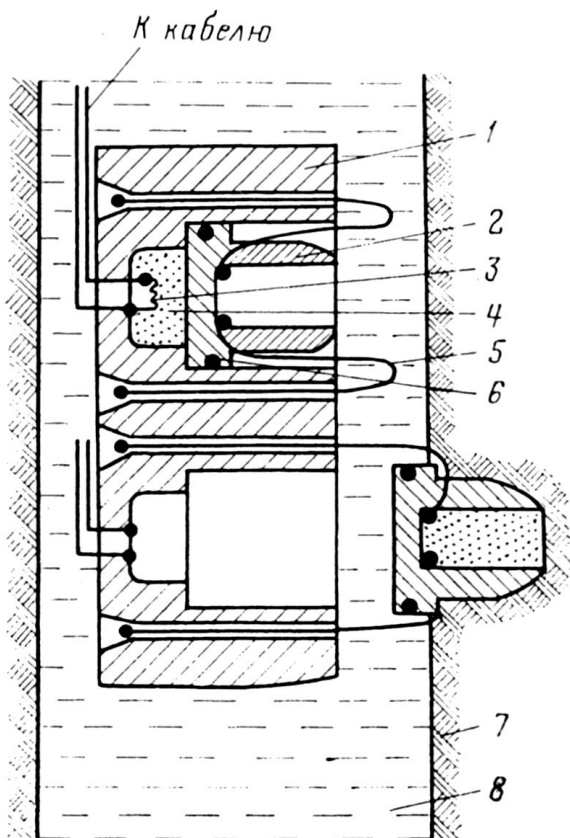


Рис. 10.3. Схема отбора пород боковым стреляющим грунтоном:  
 1 – корпус грунтоноса; 2 – боек; 3 – мостик накаливания;  
 4 – пороховой заряд; 5 – трос; 6 – резиновое кольцо; 7 – порода;  
 8 – скважина

Сверлящий кернаотборник (рис. 10.5) – сложный агрегат, включающий в себя электрическую, гидравлическую и механическую системы.

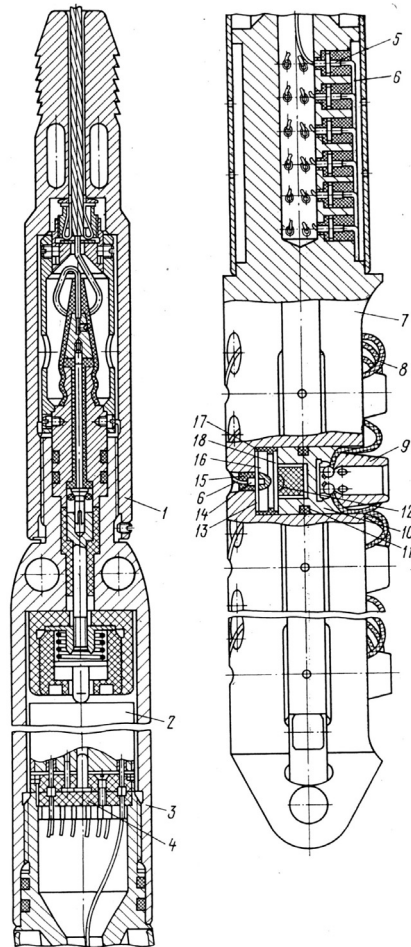


Рис. 10.4. Стреляющий грунтонос: 1 – кабельный наконечник; 2 – переключатель; 3 – кожух переключателя; 4 – контактная плата; 5 – боковые контакты; 6 – электропроводка; 7 – корпус грунтоноса; 8 – тросики; 9 – боек; 10 – пятка; 11, 13, 17, 18 – уплотняющие, герметизирующие и изоляционные прокладки; 12 – пороховой заряд; 14, 15 – электрический контакт; 16 – контактный диск

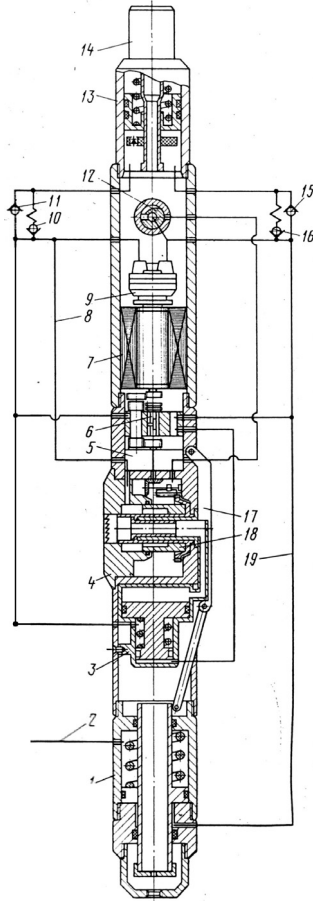


Рис. 10.5. Схема сверлящего кернаотборника: 1 – прижимное устройство с прижимной лапой (17); 2 – магистраль хода назад; 3 – насос промывочный; 4 – бур с флянцем; 5 – редуктор; 6 – редуктор золотниковый; 7 – электродвигатель; 8 – магистраль бура хода назад; 9 – насос масляный; 10 – редукционный клапан; 11 и 15 – всасывающие клапаны; 12 – регулятор подачи бура; 13 – компенсатор; 14 – наконечник кабельный; 16 – редукционный клапан; 18 – поршень бура; 19 – магистраль хода вперед



Сверлящий механизм приводится в действие двигателем, питание которого осуществляется по кабелю с поверхности. Через редуктор двигатель связан с буром, изготовленным из твердого сплава, или алмазной коронкой. Гидравлическое устройство обеспечивает управление прижимной лапой. По окончании процесса выбуривания образца породы направление вращения двигателя меняют, вследствие чего бур выходит из стенки скважины, а выбуренный им образец попадает в приемную кассету. Сверлящий керноотборник позволяет за один спуск аппарата отобрать от 5 до 15 образцов пород диаметром 20 мм и длиной 50 мм. Эти образцы достаточно представительны для надежного определения по ним физических и коллекторских свойств пород лабораторными методами.

**Торпедирование.** Торпеды применяются для взрывных работ в скважине, используются для освобождения и обрыва прихваченных бурильных труб, при обрыве обсадных и насосно-компрессорных труб, для разрушения металла на забое или в стволе скважины, для очистки фильтров и интервалов перфораций и для других работ.

По характеру действия торпеды подразделяются на направленные – кумулятивные (ТКО) и общего фугасного действия (ТШ, ТШТ). Они могут быть герметичными и негерметичными в зависимости от расположения заряда внутри или вне корпуса торпеды.

Принципиальным отличием кумулятивных торпед (рис. 10.6, а) от фугасных является направленность действия взрыва за счет применения кумулятивных зарядов.

Негерметичные фугасные торпеды типов ТШ (торпеда шашечная) (рис. 10.6, в) и ТШТ (торпеда шашечная термостойкая) имеют негерметичный тонкостенный алюминиевый корпус,

в который помещен заряд цилиндрических шашек ВВ. В герметичных фугасных торпедах типа Ф-2 (рис. 10.6, б) заряд ВВ и взрыватель помещены в стальной корпус.

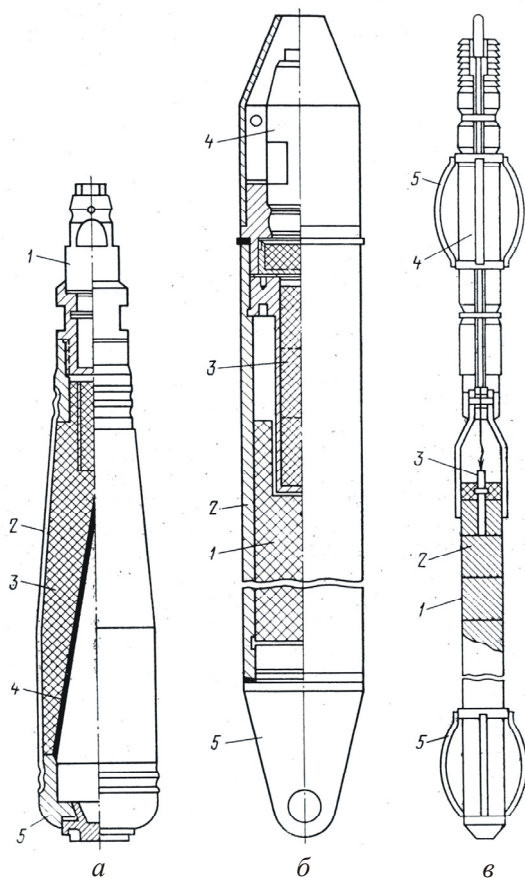


Рис. 10.6. Устройство торпед: *а* – торпеда ТКО: 1 – взрыватель, 2 – корпус, 3 – заряд ВВ, 4 – облицовка кумулятивной выемки, 5 – крышка; *б* – торпеда Ф-2: 1 – заряд, 2 – кожух, 3 – промежуточный детонатор, 4 – взрыватель, 5 – наконечник; *в* – торпеда ТШ: 1 – кожух, 2 – заряд, 3 – взрыватель, 4 – груз, 5 – центраторы

## 10.2. Контроль за установкой глубинного оборудования

С целью выбора оптимального режима работы технологического оборудования скважин необходимо определять положение газонефтяного раздела, уровня жидкости, выявлять участки отложения парафина и солей в стволе скважины.

Эти данные обуславливают высоту подвески электропгруженного насоса и контролируют глубину установки пакеров, муфтовых соединений и т.д. В эксплуатационных скважинах с помощью обсадной колонны или насосно-компрессорных труб пакерующие устройства устанавливают для изоляции заколонного пространства, разобщения пластов при раздельной их эксплуатации и проведения ремонтных работ. Точность установки пакеров контролируется по данным радиоактивных методов. Местоположения пакеров и глубину спуска насосно-компрессорных труб (НКТ) определяют по уменьшению интенсивности регистрируемого излучения (рис. 10.7).

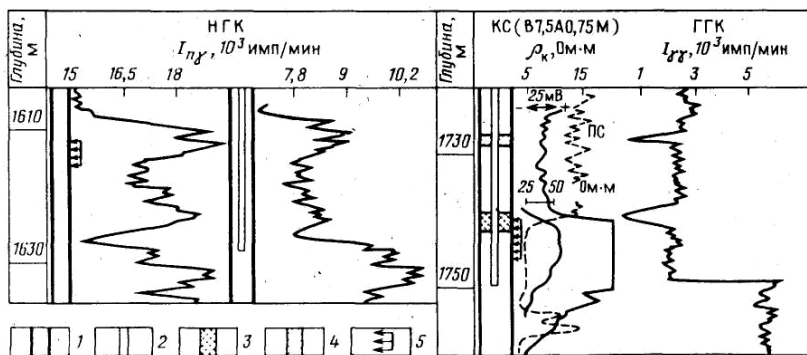


Рис. 10.7. Определение глубины спуска оборудования: 1 – обсадная колонна; 2 – НКТ; 3 – пакер; 4 – репер; 5 – интервал перфорации

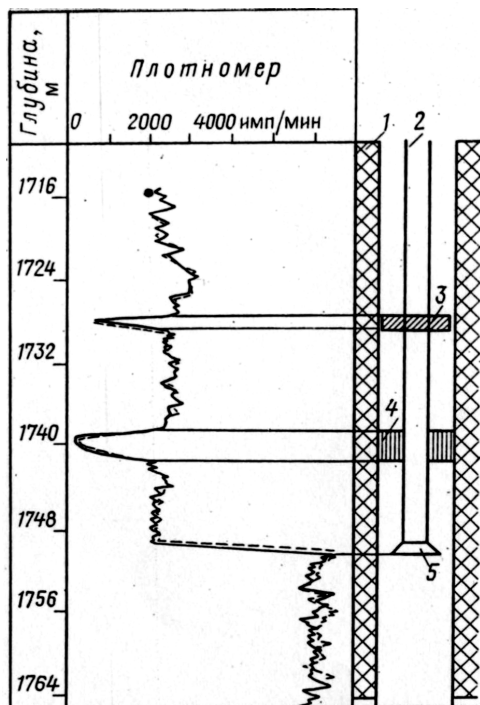


Рис. 10.8. Определение башмака НКТ, репера и пакера по кривой рассеянного гамма-излучения: 1 – ОК; 2 – НКТ; 3 – репер; 4 – пакер; 5 – башмак НКТ

На рис. 10.8 приведены результаты исследования плотномером по рассеянному гамма-излучению, выполненных с целью определения глубины местоположения башмака насосно-компрессорной трубы (НКТ), пакера и репера. Вход прибора в НКТ (местоположение башмака 5) отмечается резким уменьшением регистрируемых значений. Положению пакера 4 и репера 3 отвечают отрицательные аномалии кривой.

### 10.3. Выявление парафиновых и солевых отложений

При подъеме жидкости из скважины температура ее снижается, происходит ее разгазирование, что способствует отложению парафина как в НКТ, так и в эксплуатационной колонне.

Измерение толщины парафиновых отложений позволяет контролировать накопление парафина. О появлении парафиновых отложений судят по снижению дебита. Для определения парафиновых отложений используют нейтронные методы. Первый замер ( $I_{n\gamma 1}$ ) проводится в момент, когда межтрубное пространство заполнено водой и нефтью. Далее при установке с помощью компрессора уровня жидкости в межтрубном пространстве ниже интервала отложений парафина замер повторяется ( $I_{n\gamma 2}$ ). Путем сопоставления двух диаграмм определяют толщину парафиновых отложений.

Профили парафиновых отложений, полученные по данным радиометрии и дифференциальному измерителю диаметра труб, хорошо согласуются между собой (рис. 10.9).

При эксплуатации скважин в наземном и подземном оборудовании происходит отложение солей, которое наиболее часто связано со вторичными методами добычи нефти, в частности с применением закачки воды в продуктивные пласты, которая по своему химическому составу отличается от состава пластовых вод. Нарушение солевого равновесия системы закачиваемая вода – погребенная вода, как в горной породе, так и в глубинном оборудовании, вызывает выпадение минеральных солей.

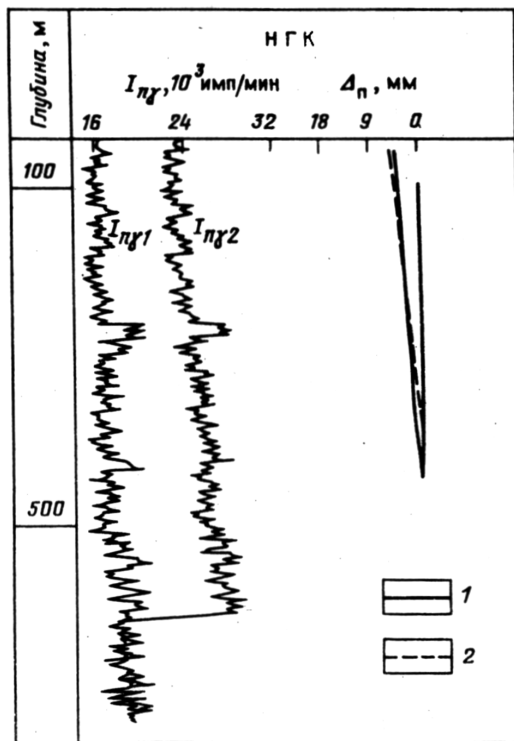


Рис. 10.9. Определение профиля парафиновых отложений по данным НГК:  $\Delta_n$  – толщина отложений парафина по данным: 1 – радиометрии, 2 – дифференциального измерителя диаметра труб;  $I_{NГК1}$  – интенсивность НГК при заполнении межтрубного пространства глинистым раствором;  $I_{NГК2}$  – то же, при уровне раствора на глубине 615 м

В результате солеотложения уменьшается поперечное сечение эксплуатационных колонн и труб, что приводит к снижению дебита нефти. Наиболее часты солеотложения в насосно-компрессорных трубах. Контроль за местоположением солевых отложений в НКТ и призабойной части скважины проводят методами ГГК и профилометрии.

## **10.4. Особенности проведения ГИС в эксплуатационных и нагнетательных скважинах**

Принципиальная технологическая схема оборудования скважины для проведения опытных исследований показана на рис. 10.10.

Пластовая вода нагнетается в скважину через колонну НКТ с наружным диаметром 73 мм. Низ НКТ оборудуется воронкой Крылова и пакером типа ПВМ 122/500 с проходным сечением 40 мм, рассчитанным на перепад давлений в 37,8 МПа. Скважина оборудована стандартной устьевой арматурой АФК-65×140 (см. рис. 10.10), рассчитанной на максимальное рабочее давление 14 МПа и имеющей условный проход 65 мм. Конструкция арматуры рассчитана на подвеску НКТ-73 и обеспечивает полную герметизацию устья скважины, возможность спуска глубинных приборов и проведение ремонтно-восстановительных работ. Перевод скважины на разные режимы нагнетания осуществляется агрегатом ЦА-320 М.

В процессе опытных исследований в соответствии с РД 08-200–98 для безопасного проведения геофизических работ оборудованы специальные площадки в 25–30 м от устья поглощающей скважины. Для спуска в скважину глубинных приборов использовались специальные механизированные лебедки, монтируемые в кузове геофизических автомашин. Для спуска приборов в скважину на задвижке устьевой нагнетательной арматуры установлен лубрикатор (рис. 10.11). В поглощающей скважине для спуска-подъема приборов допускалось кратковременное стравливание давления через трехходовой кран, установленный на лубрикаторе (см. рис. 10.11).

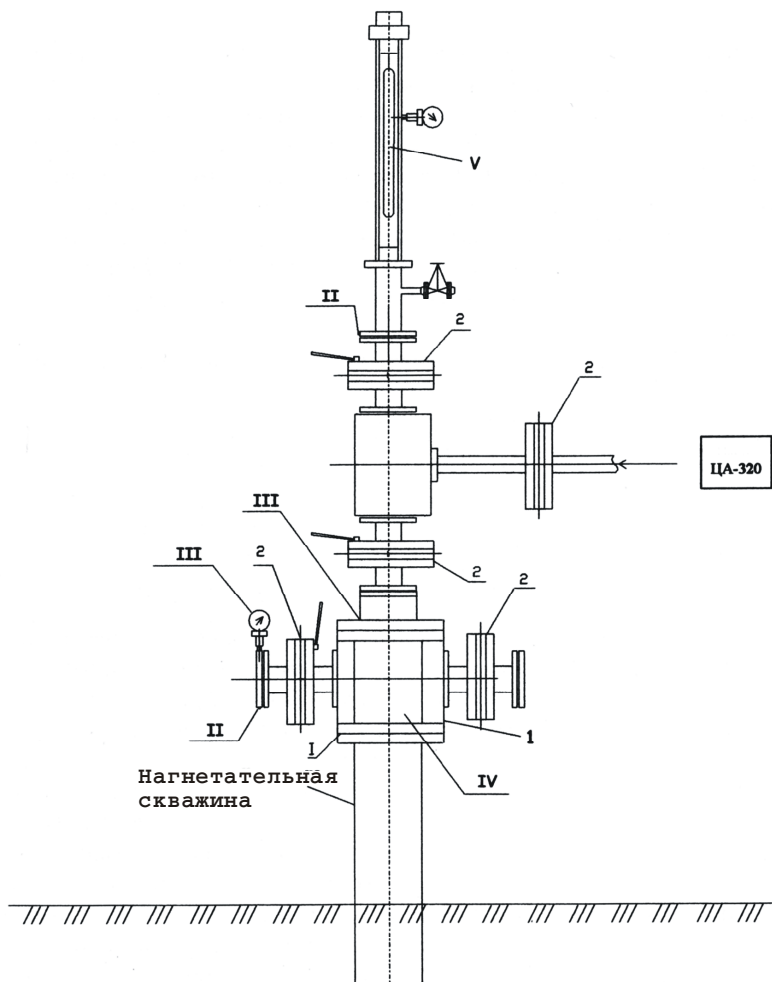


Рис. 10.10. Принципиальная схема оборудования устья поглощающей скважины для проведения опытных работ: 1 – арматура нагнетательная; 2 – задвижка дисковая; I – колонный фланец; II – манометры технические; III – переводник трубной головки; IV – головка трубная; V – лубрикатор



В случае проведения ГИС в *действующих скважинах с повышенным давлением на устье* используется специальное устьевое оборудование (рис. 10.11) – *лубликатор*, позволяющий производить спуск и подъем скважинного прибора в лифтовые трубы или межтрубное пространство без разгерметизации устья скважины. Лубликатор (см. рис. 10.11, *а*) крепится к фланцу задвижки фонтанной арматуры и состоит из трубы 2, которая является приемной камерой и одним концом крепится к фланцу 1 фонтанной арматуры. Верхний конец трубы снабжен уплотнительным устройством 3, состоящим из одного-двух сальников, набранных из металлических и нефтестойких резиновых колец. При подготовке к исследованиям скважинный прибор помещается в приемную камеру 2 (трубу) и подсоединяется к кабелю 8, предварительно пропущенному через уплотнительное устройство 3. Затем открывается подлубликаторная задвижка и прибор опускается в скважину. Движение кабеля осуществляется через верхний 4 и нижний 7 ролики, закрепленные на кронштейнах 5 и 6. При больших давлениях на устье приборы снабжаются грузами, а лубликаторы – устройствами для принудительного проталкивания кабеля. Длина лубликатора должна быть больше максимальной длины скважинного прибора с грузом. Лубликаторы могут быть стационарными или установленными на передвижной вышке.

*Скважины, оборудованные штанговыми глубинными насосами* (рис. 10.11, *б*), исследуются с помощью малогабаритных приборов 10, опускаемых в серповидное межтрубное пространство между эксплуатационной колонной 13 и насосно-компрессорными трубами 14 через отверстие в эксцентричной план-шайбе 15, снабженной сальниковым устройством 3. Верх-

ний направляющий ролик 4 крепится на вертикальной опоре 12, положение которой регулируется болтами так, чтобы кабель свободно проходил через отверстие в план-шайбе.

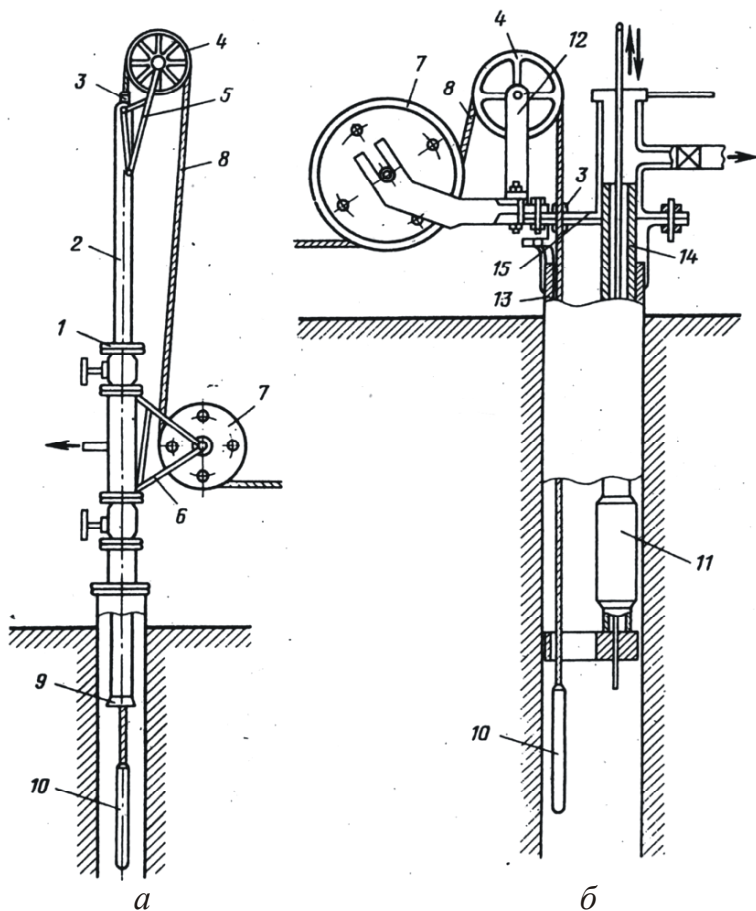


Рис. 10.11. Схема оборудования устья скважин для проведения геофизических исследований фонтанирующей (а) и глубинно-насосной (б) скважин

При работе в фонтанных, компрессорных, нагнетательных скважинах прибор спускается в лифтовые трубы, которые обычно приподняты над интервалом перфорации, и изучается при-скважинное пространство в эксплуатационной колонне ниже воронки лифтовых труб 9.

Геофизические исследования в скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами, проводятся приборами, спущенными в межтрубное пространство, в эксплуатационной колонне ниже насоса 11. В скважинах, эксплуатирующихся погружными центробежными электронасосами, исследуется пространство выше насоса с помощью приборов, установленных в насосно-компрессорных трубах. Ниже насоса можно производить исследования лишь при условии спуска прибора перед насосом.

При работе в действующих скважинах к глубинным геофизическим приборам предъявляется жесткое требование в отношении их диаметра, чтобы обеспечить беспрепятственный их спуск-подъем в межтрубном пространстве или в насосно-компрессорных трубах. Поэтому используются приборы малого диаметра (25–42 мм).

При проведении ГИС большое внимание уделяется точному определению глубин. С этой целью проводят измерения локатором муфт и ГК или НГК (ННКт).

При детальном исследовании интервалов продуктивных пластов большинство измерений отдельными методами, например ГК, ИННК, ИНГК, НГК, ННКт, механической и термоиндуктивной расходомерией, плотностемерией и др., проводят дважды в крупном масштабе и с малой скоростью передвижения приборов. Для некоторых методов ГИС (механическая расходомерия, ИНГК, ИННК) кроме непрерывных записей предусмотрена еще и точечная запись изучаемого параметра.

При проведении ГИС применяется комплексная промышленная автоматическая лаборатория КОМПАС, которая смонтирована на шасси автомобиля ЗИЛ-131 в геофизическом кузове СГК-7, разделенном на салон оператора и технологический отсек с лебедкой и кабелем. Лаборатория позволяет проводить измерения методами термометрии, расходомерии, плотностеметрии, влагомерии, радиометрии.

Преобразователи расходов и влажности «Кобра-36РВ» и термостойкий (до 150 °С) РВТ-36 предназначены для измерения расхода (дебита) нефти и содержания в ней воды по отдельным пластам.

Автономный прибор АЦКМ-4 предназначен для измерения и регистрации давления, температуры, скорости потока газа или жидкости, интенсивности  $\gamma$ -излучения горных пород при исследовании газовых скважин. Аппаратура работает без кабельной связи с поверхностью, питание автономное от химических источников. Информация записывается на магнитную проволоку.

## ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Процесс отложений парафина и солей.
2. Методы и способы определения парафиновых отложений.
3. Методы и способы определения солевых отложений.
4. Оборудование устья скважины для спуска геофизического прибора под глубинный насос и других целей.
5. Особенности проведения ГИС в эксплуатационных и нагнетательных скважинах.
6. Контроль за установкой глубинного оборудования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

---

---

Геофизические исследования скважин (ГИС) выполняются в большинстве скважин и являются неотъемлемым этапом в геологических, буровых и эксплуатационных работах, проводимых при поиске, разведке и разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений. Для получения разносторонней информации о геологическом строении недр комплексная интерпретация данных ГИС должна охватывать разрезы всех скважин и каждую из них от устья до забоя.

Методы ГИС широко используются для контроля и регулирования процессов разработки нефтяных и газовых месторождений. Они позволяют решать задачи, возникающие при перемещении ВНК и ГЖК, определять работающие интервалы, определять продуктивность и пластовое давление, осуществлять контроль за процессами интенсификации притока и приемистости пластов и т.д. Методы ГИС также используются для контроля технического состояния добывающих и нагнетательных скважин и позволяют решать практически все задачи, возникающие в процессе бурения скважин и их дальнейшей эксплуатации.

В настоящей работе в системном изложении показаны основные возможности интерпретации материалов ГИС при решении многих геологических задач, возникающих в процессе разработки и эксплуатации залежей углеводородного сырья.

## СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

---

---

1. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справ. / А.А. Молчанов [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 263 с.

2. Башлыкин И.И. Количественная оценка проницаемости пород-коллекторов // Нефтегаз. геол. и геофиз. – 1979. – Вып. 9. – С. 37–42.

3. Васильевский В.Н., Петров А.И. Оператор по исследованию скважин. – М.: Недра, 1983. – 310 с.

4. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). – М.: Недра, 1978. – 318 с.

5. Вендельштейн Б.Ю., Царева Н.В. О критериях выделения коллектора по данным промысловой геофизики // Нефть и газ. – Баку, 1969. – № 6. – С. 5–8.

6. Геолого-физические условия эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев [и др.] // Нефт. хоз. – 1979. – № 4. – С. 29–34.

7. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин / Л.И. Померанц [и др.]. – М.: Недра, 1981. – 376 с.

8. Гудков Е.П., Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические параметры как носители информации об эксплуатационных особенностях продуктивных пластов и добывающих скважин //

Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М., 2003. – Вып. 10 – С. 42–43.

9. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород. – 2-е изд. – М.: Недра, 1985. – 325 с.

10. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009. – 296 с.

11. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1984. – 432 с.

12. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1995. – 422 с.

13. Изучение геофизическими методами нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / В.А. Кошляк [и др.]. – М.: Недра, 1983. – 133 с.

14. Ингерман В.Г., Нефедова Н.И. О связи естественной радиоактивности коллекторов месторождения Жетыбай с их проницаемостью // Нефтегаз. геол. и геофиз. – 1968. – Вып. 13. – С. 6–9.

15. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справ. / под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988. – 476 с.

16. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Д. Геофизические исследования в скважинах: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1982. – 351 с.

17. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин (измерения, обработка, интерпретация): учеб. пособие / Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2006. – 148 с.
18. Косков В.Н. Контроль технического состояния скважин методами ГИС: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – 55 с.
19. Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.
20. Кошляк В.А., Султанов Т.А. Изучение нефтеотдачи пластов методами промысловой геофизики. – М.: Недра, 1978. – 186 с.
21. Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1991. – 223 с.
22. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. – М.: Недра, 1996. – 367 с.
23. Михневич В.Г., Гудков Е.П., Юшков И.Р. Применение щелочного заводнения / Миннефтепром. – М., 1987. – 79 с.
24. Моисеев В.Н. Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1990. – 82 с.
25. Муравьев И.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1978. – С. 448.
26. Мухер А.А., Шакиров А.Ф. Геофизические и прямые методы исследования скважин. – М.: Недра, 1981. – 295 с.
27. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. – М.: Недра, 1977. – 239 с.



28. Орлов Л.И., Слободянюк И.А., Богоино В.А. К вопросу оценки проницаемости карбонатных пород по данным промыслово-геофизических исследований скважин // Нефтегаз. геол. и геофиз. – 1974. – Вып. 2. – С. 46–50.

29. Петросян Л.Г. Геофизические исследования в скважинах, крепленных трубами, при изучении разрезов нефтегазовых месторождений. – М.: Недра, 1988. – 476 с.

30. Померанц Л.И., Белоконь Д.В., Козяр В.Ф. Аппаратура и оборудование геофизических методов исследований скважин. – М.: Недра, 1985. – 271 с.

31. Сребродольский Д.М., Матчинова Г.П. Связь естественной радиоактивности с глинистостью горных пород // Нефтегаз. геол. и геофиз. – 1977. – № 9. – С. 32–34.

32. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М.: Недра, 1989. – 190 с.

33. Чернов Б.С., Базлов М.Н. Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.–Л.: Гостоптехиздат, 1953. – 232 с.

34. Шурубор Ю.В. Новый взгляд на проблемы выделения многопластовых эксплуатационных объектов и управление их разработкой // НТИС. Сер. «Геология, геофизика и разработка нефт. месторождений» / ВНИИОЭНГ. – М., 1998. – Вып. 12. – С. 25–28.

Учебное издание

**Косков Владимир Николаевич,  
Косков Борис Владимирович,  
Юшков Иван Романович**

**КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ  
И РАБОТЫ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН  
ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ**

Учебное пособие

Редактор и корректор *Н.В. Бабинова*

---

Подписано в печать 01.06.2010. Формат 60×90/16.  
Усл. печ. л. 14,125. Тираж 100 экз. Заказ № 95/2010.

---

Издательство  
Пермского государственного технического университета.  
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.  
Тел. (342) 219-80-33.