

В.В. Климов, А.В. Шостак

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Учебное пособие

**Краснодар
2014**

УДК 550.3(075.8)

ББК 26.2я73

К49

Рецензенты:

В.В. Стогний, доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры геофизических
методов поиска и разведки КубГУ

Е.П. Запорожец, доктор технических наук, профессор кафедры
Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна КубГТУ

Климов, Вячеслав Васильевич,

Геофизические исследования скважин : учебное посо-
бие / В.В. Климов, А.В. Шостак; ФГБОУ ВПО «КубГТУ». –
Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 220 с.

К49

ISBN 978–5–91718–301–5

Учебное пособие предназначено для студентов специалитета и бакалавриата, а также может быть полезно для магистрантов и аспирантов высших учебных заведений, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело» очной и заочной формы обучения, для изучения дисциплин «Геофизические исследования скважин» и «Общая геофизика».

В нем приведены: цели геофизических исследований и способы решения геологических и технологических задач нефтегазовой геологии и разработки месторождений; физические основы электрических, акустических, радиоактивных, термических, магнитных и др. методов исследования скважин; сведения об аппаратуре и оборудовании; новые технологии проведения геофизических исследований скважин (ГИС).

Пособие снабжено необходимыми рисунками, схемами, таблицами. Материал изложен в доступной и сжатой форме на базе научного обобщения работ отечественных и зарубежных авторов, иноязычные термины использованы в минимальном количестве и кратко пояснены.

ББК 26.2я73

УДК 550.3(075.8)

ISBN 978–5–91718–301–5

© В.В. Климов, А.В. Шостак, 2014

© ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2014

© ООО «Издательский Дом – Юг», 2014

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ	
 ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН	11
1.1 Классификация методов ГИС	11
1.2 Соотношение методов, основанных на исследовании керна, шлама и ГИС	11
1.3 Роль и место ГИС на стадиях горно-геологического процесса	12
2. СКВАЖИНА КАК ОБЪЕКТ	
 ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	16
2.1 Схемы и технологии проведения ГИС	17
2.2 Основные марки геофизических (каротажных) кабелей	23
3. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ	
 В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ СКВАЖИН	27
3.1 Электрические методы исследования скважин	27
3.1.1 Электрические и электромагнитные свойства горных пород	28
3.1.2 Удельное электрическое сопротивление горных пород	30
3.1.3 Модификации электрического каротажа	33
3.1.4 Измерение кажущегося удельного сопротивления горных пород	34
3.1.5 Кривые кажущегося удельного сопротивления	36
3.1.6 Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	37
3.1.7 Кажущееся удельное сопротивление пласта неограниченной мощности. Палетки БКЗ.....	38
3.1.8 Микрозондирование (микрокаротаж)	42
3.1.9 Боковой каротаж	44
3.1.10 Боковой микрокаротаж	45
3.1.11 Индукционный метод каротажа скважин	46
3.1.12 ВИКИЗ	48

3.1.13	Литологическое расчленение разреза	49
3.1.14	Выделение коллекторов и оценка типа насыщения	51
3.1.15	Метод потенциалов собственной поляризации	52
3.1.16	Диффузионно-адсорбционные потенциалы	52
3.1.17	Фильтрационные и окислительно-восстановительные потенциалы ПС	55
3.1.18	Измерение потенциалов ПС в скважинах и помехи при записи каротажных диаграмм	56
3.1.19	Обработка и интерпретация диаграмм ПС	59
3.1.20	Метод потенциалов вызванной поляризации	60
3.1.21	Метод токового каротажа	61
3.1.22	Метод электродных потенциалов	63
3.2	Методы акустического каротажа	64
3.2.1	Акустический каротаж по скорости и затуханию	66
3.2.2	Аппаратура акустического метода.	68
3.2.3	Метод шумометрии	75
3.3	Радиоактивный каротаж	77
3.3.1	Гамма-каротаж	80
3.3.2	Гамма-гамма-каротаж.....	86
3.3.3	Плотностной гамма-гамма-каротаж.....	88
3.3.4	Селективный гамма-гамма-каротаж	89
3.3.5	Нейтронный каротаж (стационарные нейтронные методы)	89
3.3.6	Нейтронный гамма-каротаж (НГК).....	90
3.3.7	Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (ННК-Т) и надтепловым нейтронам (ННК-Н).....	94
3.3.8	Импульсный нейтронный каротаж (ИНК)	96
3.3.9	Гамма-нейтронный каротаж	99
3.3.10	Нейтронно-активационный каротаж.....	100
3.3.11	Метод меченых атомов: применяемые модификации, физические основы, методика применения, область применения.....	101
3.3.12	Метод наведенной активности: физические основы, методика проведения, область применения.....	103
3.3.13	Новый способ и технология каротажа с использованием меченых веществ	104

3.4	Метод термометрии	107
3.4.1	Метод естественного теплового поля	113
3.4.2	Метод искусственного теплового поля	115
3.5	Кавернометрия	116
3.6	Профилеметрия	118
3.7	Метод пластовой наклонотрии.....	119
3.8	Современное приборное обеспечение и комплексы ГИС, применяемые за рубежом при строительстве и эксплуатации скважин	120

4. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН.

	РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ.....	126
4.1	Измерение искривления скважин (инклинометрия)	126
4.2	Основные задачи контроля технического состояния крепи скважин	130
4.3	Оценка качества цементирования скважин.....	131
4.3.1	Акустический контроль качества цементирования скважин	131
4.3.2	Метод гамма-гамма-каротажа	133
4.3.3	Метод радиоактивных изотопов	136
4.3.4	Применение метода термометрии при контроле цементирования скважин	136
4.4	Общие положения контроля технического состояния обсадных колонн.....	137
4.4.1	Основные задачи контроля технического состояния обсадных колонн	138
4.4.2	Основные виды дефектов и повреждений обсадных колонн	139
4.5	Научно-обоснованная концепция контроля технического состояния обсадных колонн.....	141
4.6	Методы контроля технического состояния обсадных колонн	143
4.7	Определение мест притока воды в скважину, зон поглощения и затрубного движения жидкости.....	159
4.7.1	Новая технология определения мест негерметичности в муфтовых соединениях обсадных колонн	161

4.7.2	Новая технология определения источников обводнения добываемой продукции и выявления интервалов негерметичности заколонного пространства скважин	163
-------	---	-----

5. СХЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИС В НАКЛОННО-ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ 165

5.1	Горизонтальная скважина как объект геофизических исследований	165
5.2	Профили наклонно-направленных и горизонтальных скважин.....	165
5.3	Технологии доставки геофизических приборов в горизонтальные скважины	167
5.4	Каналы связи, используемые при исследовании горизонтальных скважин.....	173
5.5	Технологии проведения ГИС в ГС при бурении скважин.....	174
5.5.1	Технологии проведения ГИС в ГС за рубежом.....	174
5.5.2	Технологии проведения ГИС в ГС в России.....	176
5.6	Аппаратурно-методические комплексы и приборное обеспечение для проведения ГИС при эксплуатации скважин	181

6. ИНФОРМАТИВНОСТЬ И ОГРАНИЧЕНИЯ К ПРИМЕНЕНИЮ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ 187

6.1	Информативность геофизических методов в условиях ГС	187
6.2	Особенности геофизических исследований разведочных горизонтальных скважин	189
6.3	Особенности геофизических исследований эксплуатационных горизонтальных скважин	190

7. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ И ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ 194

7.1	Использование данных промысловой геофизики для контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений.....	196
7.2	Общие принципы организации автоматизированной обработки данных ГИС	197
7.3	Основные задачи интерпретации данных ГИС.....	197

7.4	Контроль за изменением положения контактов газ-нефть-вода в эксплуатационных скважинах	199
7.5	Основные технические требования к подготовке действующих скважин для проведения геофизических и гидродинамических исследований	201
8.	ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИС	205
8.1	Общие положения	205
8.2	Требования к геофизической аппаратуре, кабелю и оборудованию	205
8.3	Геофизические работы при строительстве скважин	207
8.4	Геофизические работы при эксплуатации скважин	209
8.5	Прострелочно-взрывные работы	210
8.6	Ликвидация аварий при геофизических работах	213
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	214

ВВЕДЕНИЕ

Геофизические исследования скважин (ГИС) представляют собой совокупность методов, применяемых для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах. Они базируются на изучении физических свойств горных пород по стволу скважины, что позволяет определить: последовательность и глубины залегания пластов, их литолого-петрофизические свойства; наличие и количественное содержание в недрах полезных ископаемых. Результаты геофизических исследований отображаются в виде диаграмм изменения физических свойств пород в функции глубины скважины.

Геофизические исследования скважин делятся на:

1. Геофизические исследования в открытом стволе скважины, предназначенные для изучения горных пород, непосредственно в околоскважинной зоне (сокращенно – каротаж).
2. Геофизические исследования в обсаженных нефтегазовых скважинах (промысловая геофизика).
3. Геофизические исследования для изучения межскважинного пространства (скважинная геофизика).

Параметры естественных и искусственно создаваемых физических полей в скважине связаны с физическими свойствами горных пород и отражают структурные, коллекторские и другие характеристики в околоскважинном и межскважинном пространствах.

Прямая задача ГИС – это нахождение параметров физических полей в скважине по заданным параметрам его источников и характеристикам среды.

Обратная задача ГИС – это определение характеристик среды по измеренным параметрам физических полей.

В основе любого метода скважинной геофизики лежит регистрация параметров соответствующего поля, несущего информацию не только о физических свойствах горных пород, но и об условиях измерения, таких как температура и давление в скважине, ее диаметр, свойства промысловой жидкости и т.п.

Поэтому измеряемый геофизический параметр (электрическое сопротивление, потенциал самопроизвольной поляризации, естественная радиоактивность и др.) не является истинным, характерным для естественного залегания горных пород.

Для того чтобы получить значение истинного физического параметра необходимо внести соответствующие поправки, что составляет смысл геофизической интерпретации данных каротажа. Полученные в результате геофизической интерпретации исправленные величины свободны от влияния условий проведения измерений и условий вскрытия пласта и являются характеристиками горных пород, позволяющими сравнивать их между собой.

Специфика обратных задач ГИС состоит в том, что из-за недоступности исследуемого объекта о его параметрах судят по косвенным проявлениям. Так, о горной породе в околоскважинном пространстве судят по результатам измерений характеристик физических полей в скважине. Между тем поле в скважине имеет интегральный характер. Вклад в его формирование вносят различные зоны:

- сама скважина;
- близкая к ее стенке, а потому измененная в результате бурения часть пласта;
- его неизменная – удаленная часть;
- вмещающие породы.

На практике это приводит к тому, что небольшим изменениям параметров поля, соответствует множество решений (моделей среды), существенно отличающихся одно от другого.

Обратные задачи, обладающие такими свойствами, называют неустойчивыми. С целью преодоления неустойчивости стремятся сузить множество возможных решений, для чего используют дополнительную информацию. Ее важнейший источник – данные, полученные с помощью других геофизических методов, имеющих иную глубинность и основанных на изучении различных по своей природе физических полей.

Геофизические исследования в настоящее время являются неотъемлемой частью геологических, буровых, эксплуатационных и ремонтных работ, проводимых при разведке, разработке и эксплуатации нефтяных, газовых и других месторождений полезных ископаемых.

Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений включает комплексы ГИС в действующих скважинах, размещенных в пределах эксплуатируемой залежи для изучения процесса вытеснения нефти в пласте и закономерностей перемещения водонефтяного, газонефтяного и газовой контактных.

В современном представлении понятие «комплекс ГИС» рассматривается как единая система геофизических исследований скважин, включающая в себя:

- набор (перечень) видов каротажа, необходимых для решения всех геологических задач в конкретных геолого-технических условиях;
- технологию проведения ГИС (этапность исследований, последовательность измерений, условия подготовки скважин и аппаратуры);
- методики обработки первичных материалов и интерпретации данных ГИС, включая обоснование достоверности результатов интерпретации.

Комплексы ГИС и методики их применения обеспечивают литологическое расчленение разреза, выделение проницаемых пластов, оценку характера насыщения коллекторов, определение параметров для подсчета запасов нефти и газа, контроль технического состояния скважин и другие вопросы.

Следует особо отметить, что определение технического состояния скважин проводится на всех этапах их «жизни»: при строительстве, эксплуатации, проведении капитальных ремонтов, консервации и ликвидации. Во время бурения инклинометром определяют траекторию ствола скважины, каверномером – ее диаметр, резистивиметром и электрическим термометром – места поступления жидкости из пласта в скважину и поглощения промывочной жидкости. После спуска обсадных колонн проводится определение их проходного сечения, выявление механического износа (с помощью трубных профиломеров) и других возможных повреждений труб (с помощью дефектоскопической аппаратуры), опрессовка на герметичность и оценка качества цементирования.

При эксплуатации скважин контроль их технического состояния заключается в выявлении мест нарушений герметичности цементного кольца, сцепления цемента с колонной и породой, целостности колонны, герметичности ее муфтовых соединений и т.д.

К ГИС принято также относить прострелочно-взрывные работы (перфорацию обсадных колонн и торпедирование), опробование пластов приборами на каротажном кабеле и отбор керн боковыми грунтоносами.

Комплексы ГИС включают геофизические, гидродинамические и геолого-технологические методы. Комплексы ГИС применяют для определения характера текущей насыщенности пласта, контроля положения ВНК и ГВК, изучения эксплуатационных характеристик работающих пластов, выявления перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин и технического состояния обсадных колонн. Каждый комплекс ГИС включает основные и дополнительные методы. При контроле разработки месторождений комплексы ГИС пересматривают в зависимости от конкретных геолого-технических условий, возложенных задач и стадии выработки месторождения.

1. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

1.1. Классификация методов ГИС

Классификация методов ГИС может быть произведена по виду изучаемых физических полей. В этой связи их делят на электрические, электромагнитные, термические, акустические, ядерные и другие.

К настоящему моменту известно более пятидесяти методов ГИС и их модификаций. Подобное многообразие объясняется рядом факторов.

1. Первый связан со спецификой обратных задач, требующей комплексирования большого числа методов.

2. Второй – связан с различиями в условиях применения ГИС:

- в осадочных и других породах (метаморфических, магматических);
- в скважинах обсаженных и не обсаженных;
- в скважинах сухих или заполненных водными растворами солей, а также электропроводными и неэлектропроводными промывочными жидкостями.

3. Третий фактор, обуславливающий многообразие применяемых методов ГИС – это большое количество и многоплановость решаемых ими задач геологического, технологического, инженерного и гидрогеологического характера.

1.2. Соотношение методов, основанных на исследовании керна, шлама и ГИС

Важным источником информации по изучению скважины являются данные кернового материала и шлама. С их помощью изучают петрофизические, текстурно-структурные, фильтрационно-емкостные, петрографические и другие свойства пород. Однако в целом эти методы не достаточно эффективны, что объясняется неполным выносом кернового материала, трудностью привязки керна по глубине, малым радиусом исследования, изменением характеристик горных пород в зоне бурения и при подъеме на поверхность, значительными затратами времени и средств.

В отличие от этого ГИС дают сплошную, сравнительно точно привязанную по глубине информацию с существенно большим радиусом исследования. Затраты времени и соответственно стоимость ГИС ниже. Важно, что удастся получить информацию о горных породах в их естественном залегании. Большой радиус исследования, возможность осуществлять замеры не только в функции пространственных координат, но и в функции времени, изучение всей системы скважина-пласт, позволяют решать геологические задачи, в принципе не решаемые по керновому материалу.

Вместе с тем, достаточно точная оценка с помощью ГИС параметров, характеризующих литологию, коллекторские свойства, содержание того или иного полезного ископаемого и т.д., требует знания свойств матрицы (скелета) горной породы, флюида-порозаполнителя, а также петрофизических зависимостей для определенного типа отложений месторождения. Такую информацию в большинстве случаев получают с помощью керна и шлама. Поэтому исследования керна, шлама и ГИС должны рассматриваться как составляющие единого процесса изучения околоскважинного и межскважинного пространства.

1.3. Роль и место ГИС на стадиях горно-геологического процесса

Роль и место ГИС обуславливаются стадией горно-геологического процесса, под которым будем понимать комплекс операций от постановки геологической задачи до эксплуатации месторождения включительно.

Вопрос о стадийности горно-геологического процесса зависит от типа полезного ископаемого. Обобщая и схематизируя, его можно разбить на пять стадий.

На первой стадии (стадии региональных исследований), выявляют перспективные геологические объекты данного региона. Основную роль здесь играют аэрокосмические, наземные геохимические и геофизические методы.

Керновый материал, получаемый из малого числа опорных скважин, является источником информации о литолого-стратиграфических, петрофизических и других характеристиках пород. Однако в силу неполного выноса и малого радиуса исследований он не обеспечивает информации о разрезе в необходимом объеме. В этой связи методы ГИС после настройки по керна и шламу играют по отношению к нему роль интерполирующего и экстраполирующего инструмента, позволяющего построить сплошные вертикальные геолого-геофизические модели разрезов.

Полученная с помощью ГИС информация имеет самостоятельное значение, а также используется для «настройки» наземных геофизических методов. Вертикальные сейсмоакустические модели, например, позволяют объяснить основные закономерности формирования волнового поля при наземной сейсморазведке, связав его с геологическими особенностями среды.

Фактически ГИС призваны играть по отношению к наземным методам ту роль, которую керн играет по отношению к ГИС. Вместе с тем сеть опорных скважин на региональной стадии, как правило, столь редка, что использование наземных методов для интерполяции и экстраполяции данных ГИС на межскважинное пространство неэффективно.

Результатом региональной стадии исследований является модель расположения перспективных геологических объектов региона – зон, структур, формаций и т.д. Такая модель – информационная основа для выработки управляющих решений на проведение второй стадии горно-геологического процесса – зональной, задача которой – изучение строения перспективных геологических объектов.

На зональной стадии исследований основную роль играют различные модификации геохимических, аэро- и наземных геофизических методов. Их главное отличие от соответствующих региональных модификаций – большая детальность исследований. Объем бурения, а соответственно и роль ГИС, возрастают. Тем не менее, соотношение методов «керн – ГИС – наземная геофизика», в принципе, такое же, как и на региональной стадии.

Результат зональной стадии исследований – трехмерная модель перспективного геологического объекта.

Существенно, что обратная связь, охватывающая комплекс региональных исследований, позволяет корректировать априорную модель региона по мере получения новой информации, обеспечивая оптимизацию процесса исследований, т.е. уточнение направления профилей, мест заложения опорных скважин и т.д. Обратная связь как неперемное условие системного подхода к организации исследований играет важную роль на всех стадиях горно-геологического процесса.

Знание модели перспективного объекта позволяет приступить к третьей стадии горно-геологического процесса – поисковой. Ее основная задача – подтверждение существования месторождения и оценка его промышленной значимости. В этой связи она характеризуется большим объемом буровых работ, испытаний и опробований, позволяющих получить прямое подтверждение продуктивности.

Тенденция к повышению значимости ГИС получает на этой стадии дальнейшее развитие. Значительный объем накопленной информации, большая детальность наземных исследований и высокая плотность поисковых скважин позволяют прогнозировать геологический разрез между скважинами и за контуром их заложения, используя детальные наземные методы для интерполяции и экстраполяции полученных с помощью ГИС вертикальных моделей разреза. Таким путем удастся сократить объем дорогостоящего поискового бурения.

На четвертой (разведочной) стадии модель месторождения, построенная на этапе поисков, уточняется и детализируется с целью подсчета запасов полезного ископаемого и подготовки месторождения к эксплуатации. Роль ГИС значительно возрастает. Их основные задачи – оценка подсчетных параметров, изучение изменчивости объектов разработки, детальное исследование разрезов скважин, выбор интервалов испытаний и опробований, а также контроль качества их проведения.

Значение керна материала постепенно снижается, снижаются и объемы бурения с отбором керна.

Роль ГИС на пятой, эксплуатационной, стадии горно-геологического процесса, зависит от технологии разработки месторождения.

Задачи ГИС на эксплуатационной стадии делятся на две группы:

1. Первая группа задач (технологического характера) связана с эксплуатацией месторождения и контролем его разработки. На нефтегазовых месторождениях – это в первую очередь изучение разрезов скважин с целью выделения продуктивных интервалов, контроль процесса выработки залежи, наблюдение за продвижением фронта нагнетаемых вод.

Одновременно на этой стадии, как и на всех предыдущих, с помощью геофизических методов решается важнейшая задача – изучение технического состояния скважин.

На месторождениях твердых полезных ископаемых исследования на эксплуатационной стадии проводятся как в обычных скважинах, так и в подземных выработках. Основное назначение таких работ – количественная оценка продуктивности отложений, контроль за процессом их выработки, прогнозирование зон обрушения, трещиноватости, закарстованности, изучение прочностных свойств кровли горных выработок и гидро-геологической обстановки.

2. Вторая группа задач эксплуатационной стадии связана с доразведкой эксплуатирующегося месторождения – изучением его флангов и не подверг-

шихся ранее детальным исследованиям горизонтов. Необходимость в доразведке возникает также в случае появления новых геологических данных, при несоответствии модели эксплуатирующегося месторождения результатам эксплуатации, при создании новых геофизических методов.

Однако и при отсутствии перечисленных причин обратная связь позволяет использовать результаты исследований, проводимых с целью контроля разработки, для совершенствования представлений о модели месторождения. В настоящее время роль доразведки эксплуатирующихся (в том числе истощенных) месторождений существенно возросла, что связано с новыми тенденциями (бурение боковых стволов и т.д.) и технологиями эксплуатации скважин, увеличением затрат на поиск невыработанных целиков и разведку новых месторождений.

Отметим, что информация на всех стадиях горно-геологического процесса поступает с более низких иерархических уровней на более высокие, накапливаясь и уточняясь в банках данных.

Из вышеизложенного ясно, что ГИС – неотъемлемая составная часть горно-геологического процесса на всех его стадиях.

2. СКВАЖИНА КАК ОБЪЕКТ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Скважина как объект геофизических исследований оказывает существенное влияние на специфику геофизических методов и технологию их проведения. По назначению скважины делятся на опорные, поисковые, разведочные, эксплуатационные, гидрогеологические и т.д. Однако, с точки зрения ГИС, решающее значение имеет технология их проводки. По этому признаку скважины можно разделить на четыре группы:

- «сухие» – пробуренные без промывочной жидкости (ПЖ);
- пробуренные на воде;
- пробуренные на нефилътрующихся и непроводящих электрический ток (известково-битумных) ПЖ;
- пробуренные на водных фильтрующихся (глинистых) ПЖ.

К последней группе относятся практически все скважины большой и средней глубины, в том числе подавляющее большинство скважин нефтегазовых месторождений.

Отметим, что скважина усложняет структуру изучаемых физических полей, что приводит к серьезным трудностям при решении прямых и обратных задач. Кроме того, вскрывая толщину горных пород, скважина нарушает условия их залегания: изменение геостатического давления и температуры приводит к перераспределению напряжений, взаимодействие породоразрушающего инструмента и ПЖ с породой усугубляет этот процесс, способствуя образованию микротрещиноватости в прочных и разрушению, размыву с образованием каверн – в рыхлых, трещиноватых, растворимых породах.

Во избежание неконтролируемого выброса пластовых флюидов давление ПЖ поддерживают несколько выше пластового, в результате чего возникает ее фильтрация в проницаемые пласты. Поскольку эффективные диаметры пор залегающих глубоко пород имеют небольшие размеры и редко превышают 100 мкм, а размеры глинистых частиц в основном больше этой величины, в пласт проникает лишь фильтрат ПЖ, основное же количество частиц оседает на стенке скважины. Образующаяся глинистая корка повышает устойчивость стенок и препятствует дальнейшей фильтрации.

В результате проникновения фильтрата ПЖ в проницаемые пласты в них образуются зоны проникновения с диаметрами от десятков до сотен

сантиметров. Физико-химические свойства пород в зоне проникновения изменяются за счет оттеснения первоначального флюида, возникновения сложного, в ряде случаев многофазного насыщения, окислительно-восстановительных процессов, закупорки пор (кольматации). Таким образом, меняется не только характер насыщения пласта, но и его фильтрационно-емкостные свойства.

Наиболее измененную часть зоны проникновения называют промытой зоной. Границы зоны проникновения и промытой зоны имеют неярко выраженный характер. Обычно в геофизике под зоной проникновения понимают цилиндрическую область, в пределах которой величина измеряемого параметра отличается от значения данного параметра в неизменной части пласта более чем на двойную погрешность измерения. В этой связи отметим, что границы зоны проникновения для разных методов различны.

При изучении характера насыщения пласта, количественной оценке его нефтегазоносности и фильтрационно-емкостных характеристик, зона проникновения является серьезным осложняющим фактором, но сам факт ее существования говорит о проницаемости пласта.

Однако полное прекращение фильтрации промывочной жидкости приводит к постепенному уменьшению диаметра зоны проникновения и, в конечном счете, ее расформированию под влиянием диффузии, капиллярных и гравитационных сил. Первоначальное насыщение пласта в его прискважинной части восстанавливается, что дает возможность оценить нефтегазонасыщенность, а в процессе эксплуатации контролировать динамику газожидкостных и водонефтяных контактов.

После завершения бурения и проведения геофизических исследований в открытом стволе, скважину обсаживают стальной колонной и цементируют для укрепления ее ствола и разобщения пластов – коллекторов с разным флюидосодержанием.

Обсадная колонна практически исключает применение электрических, электромагнитных и магнитных методов, и в той или иной степени искажает показания радиоактивных, сейсмоакустических, термических.

2.1. Схемы и технологии проведения ГИС

При геофизических исследованиях в скважинах с небольшими отклонениями стволов от вертикали доставку приборов на забой производят

за счет действия сил гравитации с использованием кабельных и бескабельных технологий:

- на каротажном кабеле;
- на специальной проволоке.

Доставку скважинных приборов на забой в наклонно-горизонтальных скважинах осуществляют с помощью:

- специальных скважинных устройств – движителей с электроприводом, получающим электропитание по каротажному кабелю;
- насосно-компрессорных труб;
- гибких труб малого диаметра – коллтюбинга;
- с помощью специального («жесткого») каротажного кабеля.

Общая схема проведения геофизических исследований скважин с использованием кабельных технологий (при строительстве и эксплуатации скважин) следующая.

1. К каротажному кабелю, намотанному на барабан лебедки подъемника (рис. 2.1) с помощью стандартного кабельного наконечника подсоединяются скважинные приборы, в которых находятся датчики физических полей и электронные узлы, предназначенные для усиления сигналов датчиков и их передачи на поверхность земли по каротажному кабелю.

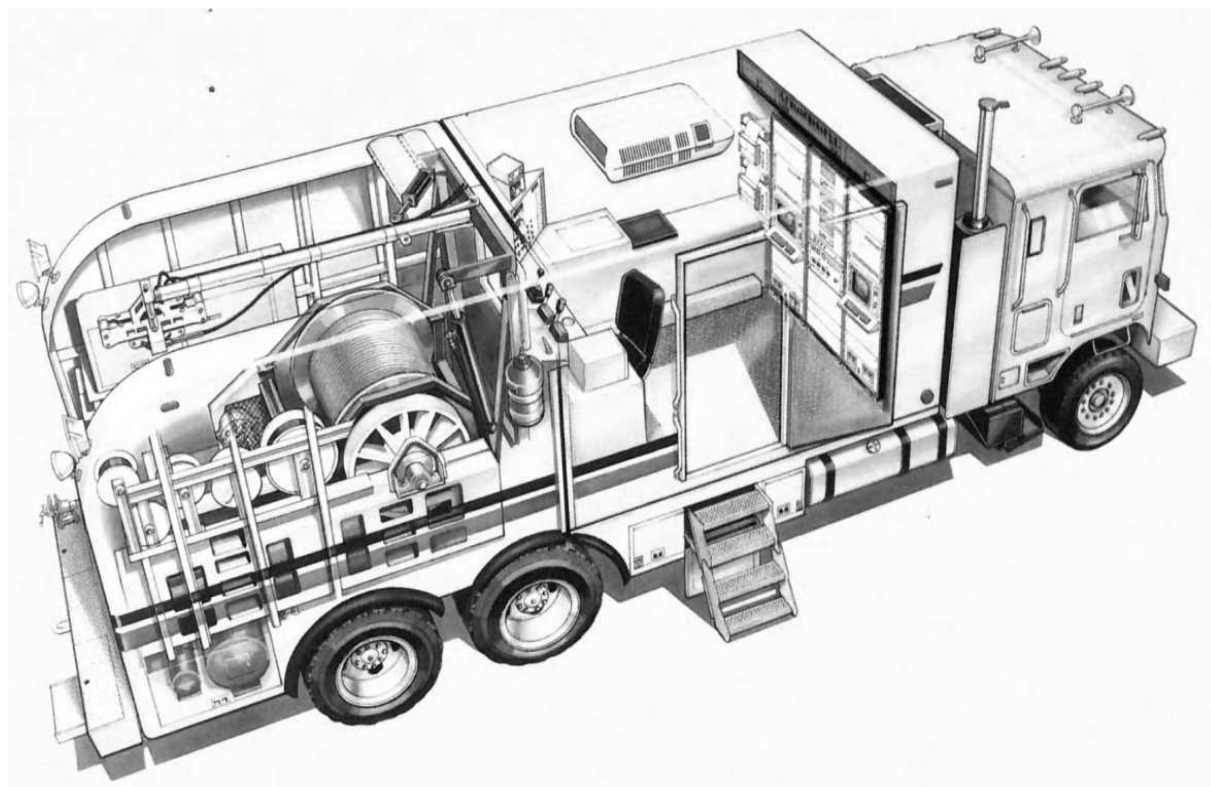


Рис. 2.1. Общая схема проведения геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин с использованием кабельных технологий

2. Приборы опускают (спускают) в скважину на каротажном кабеле, пропущенном через верхний и нижний направляющие ролики блок – баланса (рис.2.2), подвешенные на крюке и установленные на устье скважины соответственно. (Попутно отметим, что каротажные кабели одновременно служат для подачи напряжения питания и сигналов управления к скважинному прибору и передачи информации на земную поверхность).

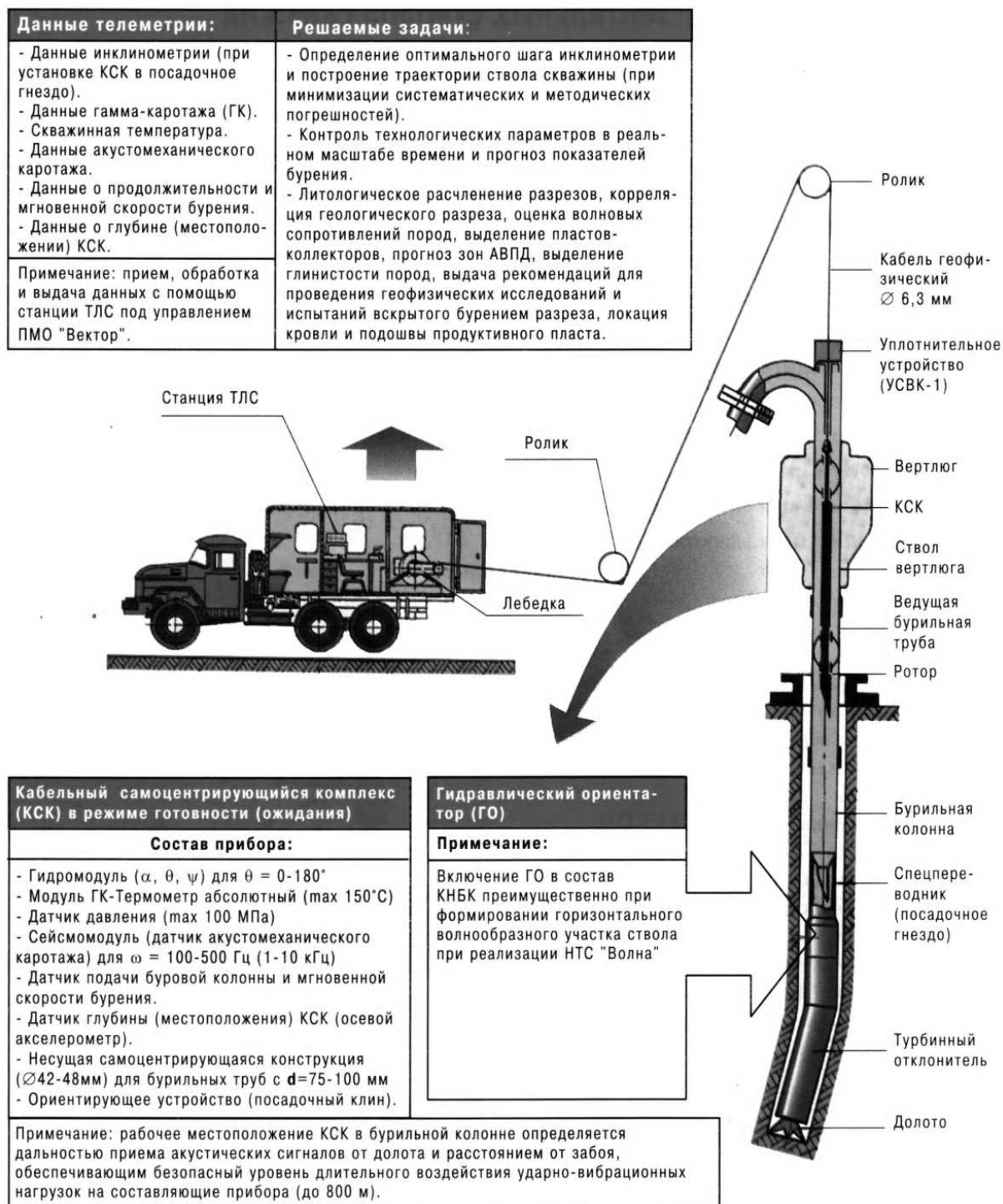


Рис. 2.2. Мобильный многоцелевой комплекс (МКМ) «Регион 1»

Каротажный кабель в свою очередь соединяется с регистрирующей аппаратурой наземной геофизической лаборатории, которая вместе с каротажным подъемником входит состав полевого информационно-измерительного комплекса, называемого каротажной станцией.

3. В процессе спуска скважинных приборов в скважину производится:

- контроль их работоспособности, плавности спуска и отсутствия остановок;
- непрерывный контроль глубины с помощью механического и электронного датчиков – глубиномеров.

4. Регистрация измеряемых параметров производится при подъеме скважинных приборов (для исключения погрешностей в определении глубины из-за эффекта «плавания» кабеля и скважинных приборов в скважинах с высокой плотностью промывочной жидкости). Исключением из этого правила являются геофизические исследования скважин методом термометрии, которые в комплексе ГИС выполняются в первую очередь (для предотвращения нарушения температурного поля в скважине и исключения температурных погрешностей, возникающих из-за перемешивания промывочной жидкости при спуско-подъемных операциях).

При проведении геофизических исследований в неглубоких скважинах (с глубинами до 2500–3000 метров) обычно используются каротажные станции, объединяющие в единый блок спуско-подъемное оборудование (каротажный подъемник) и геофизическую лабораторию (рис. 2.3).

Для определения глубины, на которой находится скважинный прибор в скважине каротажный кабель снабжается магнитными или вещественными метками через равные интервалы (обычно через 10 метров). Магнитные метки представляют собой намагниченные участки кабеля. Вещественные – небольшие бандажи из изоляционной ленты, накладываемые на кабель.

Для более надежной привязки к глубинам метки, кратные 100 метрам, делаются отличными от рядовых. Считывание магнитных меток осуществляется с помощью датчика магнитных меток глубины (ДМГ), который формирует электрический сигнал «глубина-метка» в момент прохождения мимо него намагниченного участка кабеля. Вещественные метки контролируются визуально, при этом в момент их прохождения между роликками кабелеукладчика на каротажной диаграмме ставится метка.

Верхний конец каротажного кабеля заправляется внутрь барабана лебедки и подключается к смонтированному на его вале коллектору, обеспечивающему электрическое соединение жил кабеля с измерительным

оборудованием каротажной станции. Корпус коллектора закреплен на раме лебедки, а его вращающаяся часть крепится к валу.

Жилы каротажного кабеля подключаются к клеммам на вращающейся части коллектора, а соединительный кабель каротажной лаборатории (т.н. коллекторный провод) – к клеммам на его корпусе.



Рис. 2.3. Современная каротажная станция, выпускаемая отечественной промышленностью

Электрическое соединение жил каротажного кабеля с соответствующими жилами коллекторного привода осуществляется с помощью находящихся внутри коллектора металлических колец и прижимающихся к ним щеток.

Для проведения каротажа станцию устанавливают на расстоянии 10–50 метров от устья скважины так, чтобы ось каротажного подъемника лебедки была горизонтальна и перпендикулярна к направлению на устье (рис. 2.4) и затормаживают, подкладывая под колеса клинья. На устье скважины надежно закрепляется нижний ролик блок-баланса таким образом, чтобы плоскость его колеса была перпендикулярна оси барабана лебедки и направлена на его середину, а пропущенный через верхний ролик блок-баланса кабель свободно опускался в устье скважины. С осью нижнего ролика блок-баланса соединяют механический и электронный датчики глубин, а на его раме, вблизи каротажного кабеля, размещают датчик моток глубины (ДМГ). ДМГ и электронный датчик глубин соединяются кабелями с аппаратурой каротажной станции.

Перед началом работ с помощью мегомметра проверяют сопротивление между жилами кабеля и броней (оно обычно не должно быть менее 2 МОм).



Рис. 2.4. Схема расположения механизмов и узлов во время проведения каротажных работ

Станция надежно заземляется и только после этого подключается сетевой провод электропитания.

Скважинные приборы после проведения необходимых операций (эталонирование, запись стандарт-сигналов и т.п.) опускаются в устье скважины, после чего лебедка ставится на тормоз.

На счетчиках глубин устанавливают нулевые показания, тормоз отпускается и начинается спуск скважинного прибора в скважину.

Скорость спуска обычно не превышает 3600 м/ч, она регулируется торможением барабана лебедки, которое производится плавно, без рывков.

Процесс спуска контролируется и немедленно замедляется или вовсе прекращается при провисании кабеля, что обычно свидетельствует об остановке скважинного прибора или его торможении. (Перепуск кабеля может привести к аварии в результате его складывания и образования петель).

При прохождении башмака (нижнего конца) обсадной колонны, интервалов перфорации и других технических опасных интервалов, к которым относятся резкие изменения диаметра скважины и т.п., скорость спуска уменьшают.

Спуск прекращается сразу по достижении скважинным прибором забоя и лебедка ставится на тормоз. (При этом на барабане лебедки должно оставаться не менее половины последнего ряда витков).

Как показано выше, большинство каротажных исследований выполняется при подъеме скважинного прибора, для чего переключают режимы работы лебедки со спуска на подъем и включают ее привод. Сразу после отрыва скважинного прибора от забоя устанавливают требуемую скорость подъема, которая в основном определяется техническими характеристиками используемой аппаратуры и решаемыми задачами.

С приближением скважинного прибора к устью, скорость подъема снижается до минимальной и внимательно отслеживаются показания счетчиков глубин и вещественная предупредительная метка. При появлении предупредительной метки, которая устанавливается на расстоянии около 10 м от конца кабеля и должна быть хорошо видимой, лебедка притормаживается и скважинный прибор извлекается из устья вручную. После проведения операций, аналогичных выполняемым перед спуском, аппаратура отключается, а скважинный прибор отсоединяется.

Для исследования наклонных, горизонтальных и восстающих скважин, пробуренных из штолен и горных выработок, применяют приборы с автономным питанием и регистрацией, транспортируемые к забою с помощью бурового инструмента, колонны НКГ, коллтюбинговых установок «жесткого» кабеля или специальных устройств – движителей.

В ряде случаев также находит применение и новая комплексная технология производства ГИС с использованием коллтюбинга со встроенными каротажным кабелем.

2.2. Основные марки геофизических (каротажных) кабелей

Общая номенклатура каротажных кабелей составляет более 40 наименований. Основные марки серийно выпускаемых кабелей приведены ниже:

КГ 1х0,35-70-130 (150,180), КГ 1х0,75-55-130 (150,180),
КГ 1х0,75-57-130 (150,180), КГЛ 1х0,75-29-130 (150,180),
КГ 1х1,5-55-130 (150,180), КГ 3х0,75-60-130 (150,180),
КГ 3х0,35-38-130 (150,180), КГ 3х0,35-55-130 (150,180),
КГ 7х0,75-75-130 (150,180).

Обозначения каротажных кабелей содержат информацию об их характеристиках, например, КГ1х035-10-130 расшифровывается следующим образом: кабель геофизический одножильный с сечением жилы 0,35 мм², сопротивлением 70 Ом/км и верхним значением диапазона температур 130 (150 и 180) °С. (Аналогично: кабели КГЗ и КГ7..... – содержат 3 и 7 жил соответственно).

Проволока для брони кабеля изготавливается из высокопрочной стали с сопротивлением разрыву не менее 1770 Н/мм² (180 кгс/мм²).

Другие типы кабелей – кабели специального назначения изготавливаются по разовой документации. Новые марки каротажных кабелей приведены ниже.

1. Кабель геофизический с оптоволоконным модулем КГ 2 ВО-55-130.

В России спроектирован и изготовлен специальный геофизический кабель с оптоволоконным модулем (рис. 2.5), имеющий электропроводящие жилы и оптоволоконные каналы.

Особенностью кабеля является защита оптического модуля от внешнего гидростатического давления до 400 атм. Кабель имеет две токопроводящие жилы (одна высокого и одна низкого электрического сопротивления) и два канала в виде оптических волокон (в одномодовом и многомодовом исполнении).

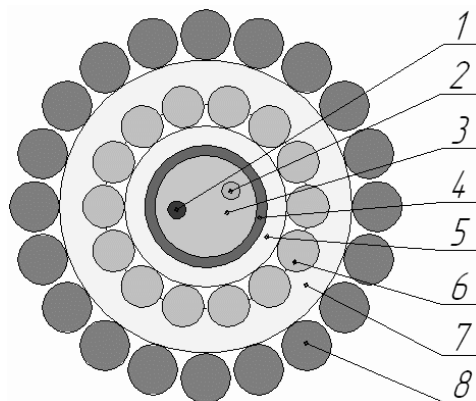


Рис. 2.5. Схема кабеля

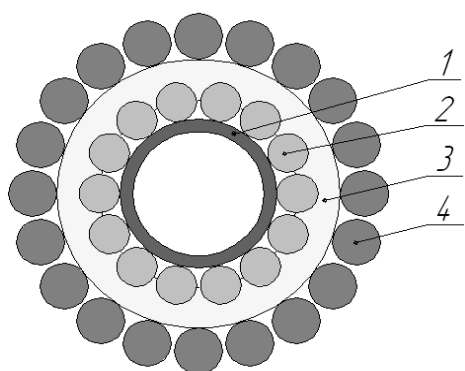
- 1 – волокно многомодовое; 2 – волокно одномодовое; 3 – гель-наполнитель;
4 – капилляр из нержавеющей стали (токопроводящая жила) ;
5 – подушка изолятор; 6 – броня (токопроводящая жила);
7 – подушка изолятор; 8 – броня

2. Геофизические кабели с капилляром КГТБ 1-55-150, КГТБ 1-75-150, КГТБ 1-60-150 и бронированная капиллярная трубка ТБ-55, ТБ-60.

В настоящее время выпускаются кабели с внутренним капилляром из нержавеющей стали, предназначенным для подачи различных химических

реагентов в скважину (для борьбы с различными осложнениями при добыче нефти). Одновременно имеется возможность контроля измеряемых параметров по токопроводящему каналу, что обеспечивает реальную возможность разработки новых технологий ГИС.

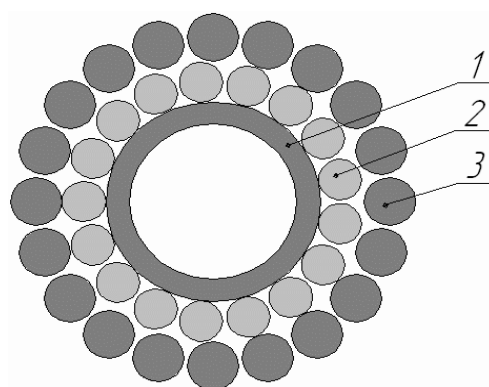
Геофизический кабель имеет в своем составе капилляр диаметром 4; 6 и 6,8 мм с толщиной стенки соответственно 0,25; 0,4 и 0,32 мм. Кроме того, для решения целевых задач по подаче химических реагентов в скважину предлагаются бронированные капиллярные трубки типов ТБ-55, ТБ-60 (и других типоразмеров). Работы с кабелем такой конструкции и указанными капиллярными трубками проводятся в нефтедобывающих организациях России и Казахстана.



КГТБ 1-55-150

Рис. 2.6 а. Схема кабеля

- 1 – капилляр Ø4 мм**
- 2 – броня (токопроводящая жила)**
- 3 – подушка изолятор**
- 4 – броня**



ТБ-60

Рис. 2.6 б. Схема кабеля

- 1 – капилляр Ø6 мм**
- 2 – броня**
- 3 – броня**

3. Кабель геофизический с плоской броней КГ 3х0,75-58-130.

Кабель имеет внешний повив брони из прямоугольных проволок, которые образуют «плоскую» поверхность. Преимуществом данной конструкции является:

- повышенная разрывная прочность за счет большего заполнения металлом элементов конструкции кабеля по сравнению с традиционной круглой проволочной броней (увеличение разрывного усилия достигает 25 % по сравнению с кабелем имеющим аналогичный диаметр);
- лучшие условия работы кабеля в уплотнителях лубрикаторных установок;
- возможность применения новых материалов для изготовления уплотнительных элементов лубрикаторов обеспечивающих проведение работ при больших перепадах давлений, и др.

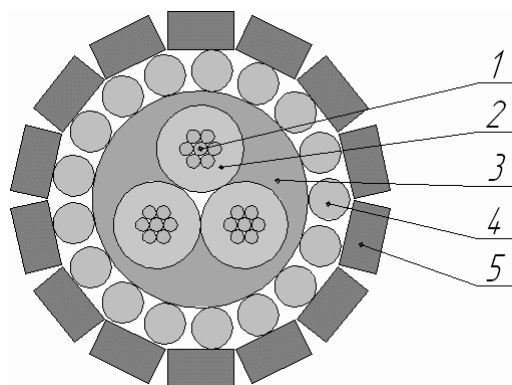


Рис. 2.7. Схема кабеля

1 – токопроводящая жила, 2 – изоляция, 3 – подушка под броню, 4 – броня. 5 – броня из профильной стали

4. Кабели КГ 3х0,2-29-150 и КГ 3х0,35-29-200.

Для проведения ГИС в работающих скважинах с ЭЦН разработан кабель диаметром 6,4 мм в трехжильном исполнении с сечением токопроводящей жилы 0,2 мм² и электрическим сопротивлением не более 90 Ом/км (для рабочих температур 150 и 200 °С).

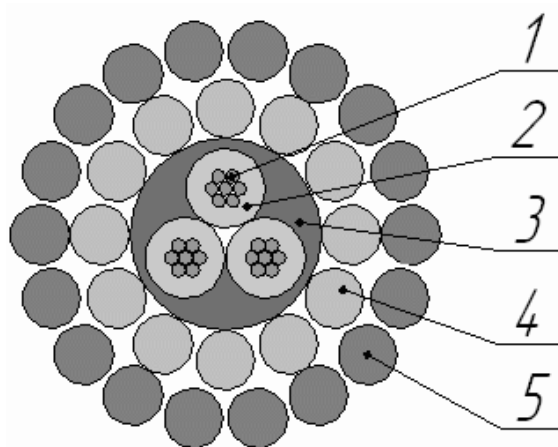


Рис. 2.8. Схема кабеля.

1 – токопроводящая жила, 2 – изоляция, 3 – подушка под броню, 4 – броня, 5 – броня

3. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ СКВАЖИН

Исследование разрезов скважин в околоскважинном пространстве с целью уточнения геологической модели осуществляется с помощью геофизических исследований (ГИС-КАРОТАЖА). Различают несколько видов каротажа, основанные на измерении различных физических полей и характеристик в скважине и околоскважинном пространстве: электрические методы каротажа – ПС, КС, БКЗ, БК, БМК, микрозондирование и др.; электромагнитные методы каротажа – ИК, ДК, ВИКИЗ и др.; радиоактивные методы – ГК, НК, ГГК, ИННК и др., а также термокартаж, акустический картаж, наклонометрия, профилометрия и т.д.

Важнейшей составной частью геологической информации является отбор кернов в процессе бурения и их детальные лабораторные исследования. Петрофизические зависимости представляют информацию о литологии, пористости и характере насыщенности пласта.

Методы ГИС-каротажа являются косвенными. Одним из элементов их методических основ служат предварительно установленные аналитические петрофизические зависимости и обоснование возможности перехода от геофизических характеристик к коллекторским свойствам пласта с последующей оценкой точности прогноза параметров.

Геофизические исследования обеспечивают информационную основу для контроля за выработкой пластов (определение профилей притока и приемистости, состава притока, насыщенности пласта флюидами в различные моменты, оценка параметров вытеснения и др.), контроля работы скважин, диагностики их технического состояния и контроля за проведением методов интенсификации притока флюидов и т.п.

3.1 Электрические методы исследования скважин

При проведении ГИС электрическими методами изучаются удельное электрическое сопротивление, естественная (собственная) и искусственно вызванная электрохимические активности пород. На изучении удельного электрического сопротивления основываются метод кажущихся сопротив-

лений и индукционный метод исследования скважин. Различие в естественной (собственной) электрохимической активности пород используется при исследованиях методом собственных потенциалов (ПС), а вызванная электрохимическая активность пород изучается методом вызванных потенциалов (ВП).

3.1.1 Электрические и электромагнитные свойства горных пород

Электрические свойства горных пород и минералов рассмотрим в части их способности:

- изменять характеристики электрических полей;
- проводить электрический ток.

К основным электрическим свойствам относятся: электрическое сопротивление (или обратная ему величина – электропроводность), диэлектрическая постоянная и поляризуемость горных пород.

Наибольшее значение в практике геологогеофизических исследований имеет изучение удельного электрического сопротивления пород и минералов, определяемого как сопротивление куба вещества (со сторонами 1 м) электрическому току, направленному перпендикулярно одной из его граней. Удельное электрическое сопротивление зависит от:

- сопротивления минералов, слагающих горные породы;
- характера и состава флюидов, заполняющих поры;
- влажности, пористости, структуры и анизотропии породы;
- температуры и давления в горном массиве.

К хорошо проводящим ($10^{-6} - 10^{-4}$ Ом·м) относятся самородные металлы; к полупроводникам ($10^{-5} - 10^3$ Ом·м) – большая часть рудных минералов (пирит, пирротин, галенит, ковеллин, сфалерит и др.) а к диэлектрикам – большая часть породообразующих минералов, в том числе все минералы класса силикатов, сульфатов, карбонатов, некоторые оксиды (кварц, корунд). Минеральный скелет горных пород проводит ток значительно хуже, чем природные растворы, заполняющие поры и трещины, поэтому с увеличением увлажнённости горных пород, их пористости электрическое сопротивление уменьшается в 10–30 раз. (Особо отметим, что при замерзании воды в порах и других пустотах сопротивление возрастает на 2–3 порядка).

Удельное электрическое сопротивление горных пород растёт также с увеличением их газо- и нефтенасыщенности.

Поскольку структура, пористость и влажность различны для осадочных, изверженных и магматических горных пород, то соответственно различно и их электрическое сопротивление (табл. 3.1).

Таблица 3.1.

**Удельное электрическое сопротивление
породообразующих и рудных минералов**

Минерал	Удельное сопротивление, Ом·м	Минерал	Удельное сопротивление, Ом·м
Ангидрит	10^7-10^{10}	Нефть	10^9-10^{16}
Кальцит	10^7-10^{12}	Каменный уголь	10^2-10^6
Кварц	$10^{12}-10^{14}$	Антрацит	$10^{-4}-10^{-2}$
Полевые шпаты	$10^{11}-10^{12}$	Пирит	$10^{-4}-10^{-1}$
Слюды	$10^{14}-10^{15}$	Графит	$10^{-6}-10^{-4}$
		Магнетит	$10^{-4}-10^{-2}$

Наименьшие значения сопротивления характерны для осадочных горных пород (за исключением каменной соли, гипса и ангидрита), что объясняется их повышенной пористостью и увлажнённой, а наибольшие сопротивления наблюдаются у изверженных горных пород.

Удельное сопротивление большей части руд зависит от процентного содержания в них хорошо проводящих минералов и их соотношения с непроводящими минералами. Наибольшей проводимостью ($10^{-2}-10^1$ Ом·м) обладают массивные колчеданные и полиметаллические руды.

Диэлектрическая постоянная определяется отношением напряжённости электрического поля в минералах и горных породах к напряжённости поля в вакууме. Для большинства породообразующих минералов (в том числе всех силикатов) диэлектрическая постоянная изменяется от 3 до 10 (редко до 25), а у влажных пород её значение достигает 40.

Поляризуемость характеризует способность минералов и горных пород поляризоваться в электрическом поле вследствие физико-химических процессов, происходящих на границе твёрдой и жидкой фаз. Она определяется отношением (%) напряжённостей первичного электромагнитного поля, пропускаемого в землю, и вторичного поля, созданного поляризованной геологической средой. Поляризуемость уменьшается с повышением влажности и минерализации поровой влаги.

Значение поляризуемости большинства минералов и горных пород не превышает 1–2 %, для графитовых сланцев и прожилково-вкрапленных руд, содержащих минералы с электронной проводимостью, поляризуемость возрастает до нескольких десятков %.

Электрические свойства минералов горных пород в силу их значительной зависимости от влажности, температуры и других условий в массиве в основном определяют в естественных залеганиях методами элек-

трического каротажа. На различии электрических свойств минералов горных пород основано применение электрических методов для изучения:

- геологического строения земной коры;
- поисков и разведки месторождений полезных ископаемых;
- определения напряжённого состояния горного массива и решения других задач.

Интенсивное внедрение в практику полевых наблюдений позволило накопить большой материал по распределению электрического сопротивления в недрах Земли, а также обнаружить слои в земной коре и мантии с сопротивлением на 2–3 порядка меньше, чем сопротивление вышележащих и подстилающих толщ.

Высокая чувствительность электропроводности минерального вещества к температуре, вещественному составу, фазовым и физико-химическим процессам и широкое применение электрических методов при геофизических исследованиях открывает новые возможности для повышения однозначности решений ряда важных вопросов физики Земли, а именно, уточнения вещественного состава и структуры земной коры и верхней мантии, распределения температуры с глубиной, установления природы образования волноводов в средней части земной коры, выяснения физической природы электрических предвестников землетрясения.

Знание электрических характеристик горных пород необходимо для увеличения эффективности электрических методов разведки полезных ископаемых.

3.1.2 Удельное электрическое сопротивление горных пород

Известно, что электрическое сопротивление R проводника длиной L , состоящего из однородного материала и имеющего постоянное поперечное сечение S , можно определить по формуле:

$$R = \rho \cdot (L/S) \quad (3.1)$$

Коэффициент ρ называется *удельным электрическим сопротивлением* и измеряется в ом·м. Удельное электрическое сопротивление обратно пропорционально удельной электрической проводимости (электропроводности), характеризующей способность среды проводить электрический ток. Как показано выше, за удельное электрическое сопротивление горных пород принимается величина электрического сопротивления куба с поперечным сечением 1 м^2 и длиной 1 м . Большинство породообразующих ми-

нералов имеет очень большое удельное сопротивление и практически не проводят электрический ток (табл. 3.1).

Удельное сопротивление осадочных горных пород, не содержащих большого количества примесей рудных минералов, изменяется в широком диапазоне и зависит от:

- удельного сопротивления насыщающих породу водных растворов (пластовые воды);
- содержания водных растворов и углеводородов в породе;
- текстурных особенностей породы.

Концентрация солей в природных водах весьма разнообразна и изменяется от единиц до 300 г/литр. Удельное электрическое сопротивление – ρ в таких растворах тем ниже, чем выше концентрация солей (c) и пластовая температура (t) (рис. 3.1).

Буровые растворы, заполняющие скважину, как в процессе бурения, так и в момент проведения геофизических исследований, представляют собой водную суспензию. Различают удельное сопротивление бурового раствора ρ_p и его фильтрата ρ_f – той воды, в которой взвешены минеральные частички. Величина ρ_p зависит от концентрации солей в фильтрате, температуры и плотности бурового раствора. В *водоносном* пласте зона проникновения (ЗП) имеет следующее строение. Непосредственно у стенки скважины формируется промытая зона, в которой фильтрат промывочной жидкости почти полностью вытесняет пластовую воду. За промытой зоной следует переходная, сопротивление насыщающей жидкости в которой изменяется от ρ_f до ρ_v за счет постепенного смещения фильтрата глинистого раствора с пластовой водой. Промытая и переходная зона образуют зону проникновения, которую условно считают концентрическим слоем диаметром D , сопротивлением $\rho_{зп}$ и сопротивлением насыщающей жидкости ρ_v . В качестве величин $\rho_{зп}$ и D принимаются такие значения, влияние которых на результаты измерений эквивалентно влиянию фактической неоднородной зоны проникновения.

В *нефтеносном* пласте процесс проникновения более сложен. В промытой зоне происходит замещение пластовой воды и нефти фильтратом глинистого раствора, но в тонких и тупиковых порах нефть частично сохраняется. Принято считать, что в промытой зоне содержится 15–25 % остаточной нефти. В глинистых коллекторах, а также при большой вязкости нефти остаточная нефтенасыщенность достигает значений 30 % и более. В газоносных пластах остаточная газонасыщенность обычно принимается равной 30 %.

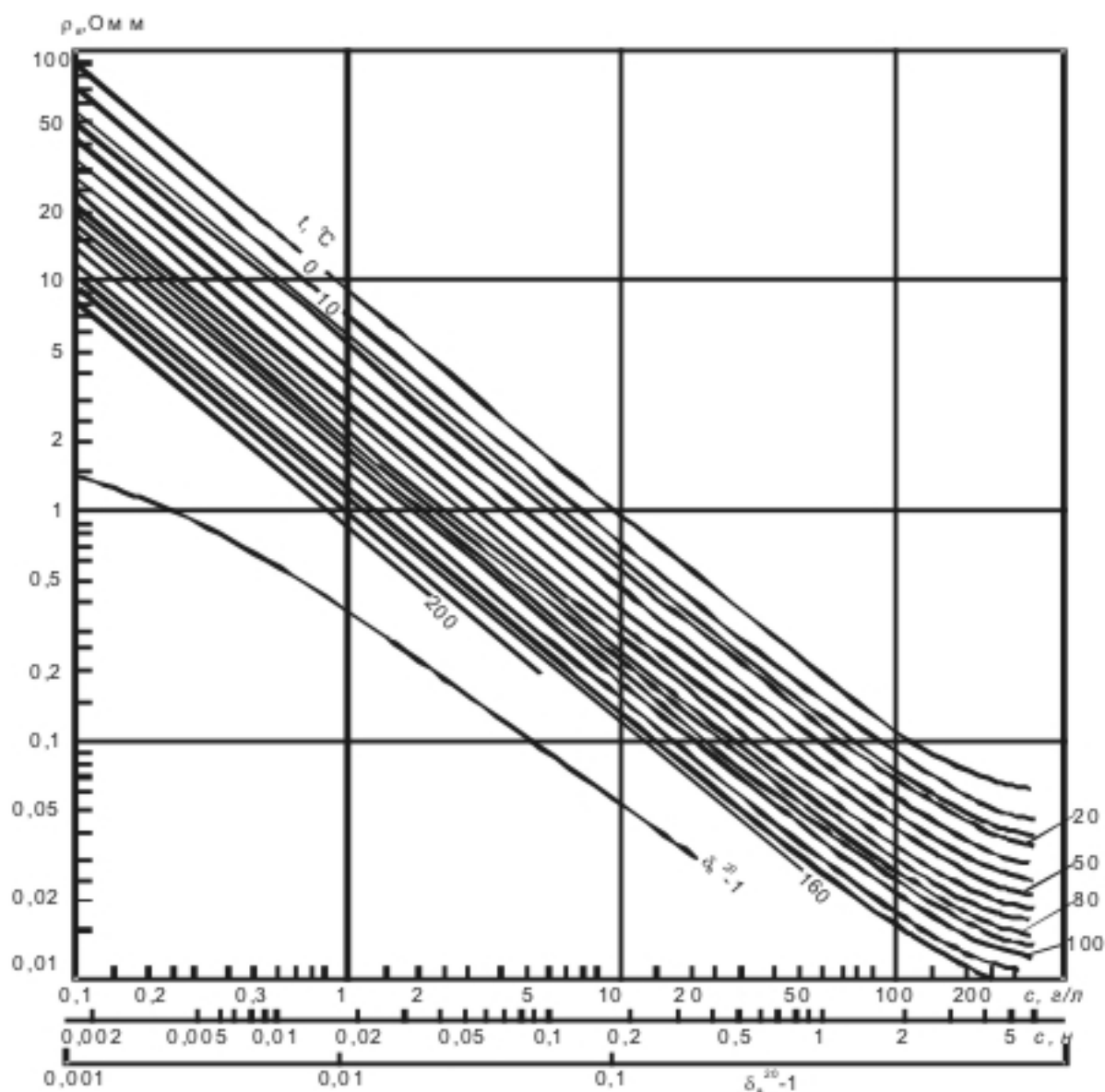


Рис. 3.1. Зависимость удельного сопротивления пластовых вод ρ_v от концентрации солей и температуры t (раствор NaCl)

При удалении от стенок скважины фильтрат бурового раствора в зоне проникновения смешивается все с большими порциями пластовой воды и нефти. На процесс проникновения фильтрата глинистого раствора в нефтегазоносный пласт, представленный гидрофильными породами, существенно влияют относительная проницаемость пород и начальное распределение флюидов.

В зависимости от разности давлений и проницаемости пластов глубина проникновения может достигать от нескольких дециметров до нескольких метров. Внутри зоны проникновения выделяется «зона полностью промытых пород», в пределах которой весь пластовый флюид полностью замещен фильтратом бурового раствора (рис. 3.2). Эта зона имеет толщину 1–3 дм и

следует сразу за глинистой коркой. В результате таких изменений удельное электрическое сопротивление (УЭС) напротив пласта коллектора не остается постоянным в радиальном направлении, причем характер его изменения неодинаков в водонасыщенных и нефте-газонасыщенных пластах.

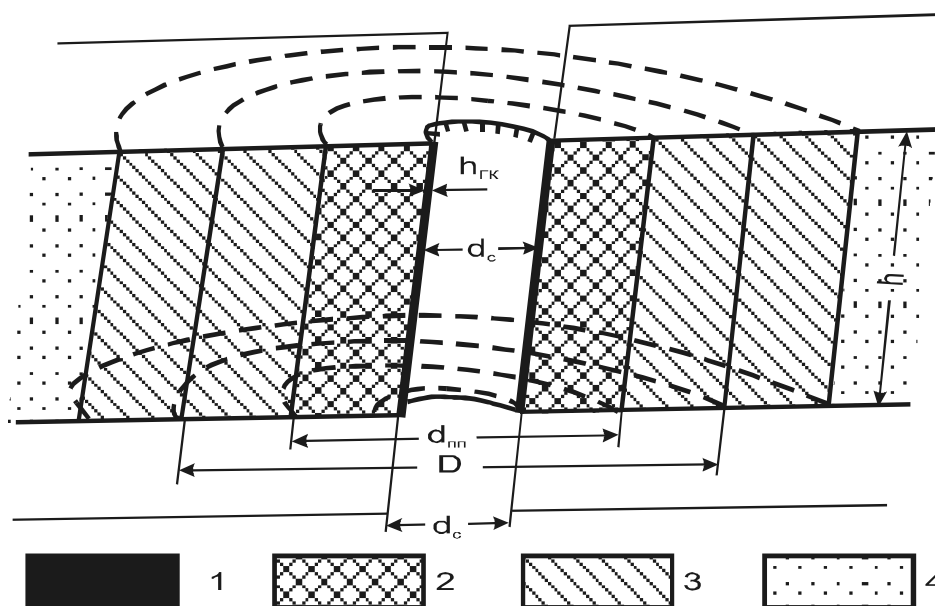


Рис. 3.2. Зоны проникновения где:

1 — глинистая корка; 2 — промытая зона; 3 — переходная зона; 4 — неизменная часть пласта; D — диаметр зоны проникновения; $d_{пн}$ — диаметр промытой части пласта; d_c — диаметр скважины; $h_{гк}$ — толщина глинистой корки; h — мощность пласта

Нефть и газ не являются проводниками электрического тока. Заполняя поры горной породы, они увеличивают ее удельное сопротивление по сравнению с сопротивлением породы насыщенной водой. В нефтегазонасыщенной породе проводником электрического тока служит минерализованная вода, находящаяся в порах вместе с нефтью или газом. Количеством этой воды и характером ее распределения в порах определяется величина удельного сопротивления нефтегазонасыщенной породы.

3.1.3 Модификации электрического каротажа

Электрический каротаж традиционно применяется в виде двух модификаций: метода сопротивлений и метода самопроизвольно возникающего электрического поля (естественных, собственных потенциалов). Основными видами каротажа по методу сопротивления являются каротаж нефокусированными (обычными) зондами, в том числе боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой и индукционный каротаж, микрокаротаж.

Сущность электрического каротажа заключается в проведении измерений, показывающих изменения вдоль скважины кажущегося удельного

сопротивления (KC) пород и естественных потенциалов ($ПС$) для изучения геологического разреза скважины. Результаты измерений изображаются в виде кривых изменения параметров KC и $ПС$ вдоль ствола скважины.

3.1.4 Измерение кажущегося удельного сопротивления горных пород

Для замера кажущегося удельного сопротивления горных пород пересеченных скважиной обычно используют четырехэлектродную установку $AMNB$. Три электрода этой установки (A , M , N или M , A , B), присоединенные к концам кабеля и спускаемые в скважину, представляют каротажный зонд. Четвертый электрод B или N (заземление) устанавливают на поверхности вблизи устья скважины (рис. 3.3). Через электроды A и B , называемые токовыми, пропускают ток I , создающий электрическое поле в породе; при помощи измерительных электродов M и N регистрируют разность потенциалов ΔU между двумя точками этого электрического поля. Согласно принципу взаимности при каротаже сопротивления допускается взаимная замена токовых и измерительных электродов. Регистрируемая величина при этом является одной и той же. При каротаже разность потенциалов выражается в тысячных долях вольта – милливольт (мВ), сила тока в тысячных долях ампера – миллиамперах (мА), а расстояния MN , AM и AN в метрах (м), при этом удельное сопротивление будет выражено в омметрах (Ом·м). При каротаже имеют дело с неоднородной средой, состоящей из пластов различного удельного сопротивления и промывочной жидкости, заполняющей скважину и в этих условиях производятся измерения, которые называются кажущимся удельным сопротивлением (KC или ρ_k).

Для измерения KC пород при каротаже применяют зонды (измерительные установки, содержащие три электрода: A , M , N или M , A , B) различных типов и размеров (так называемые потенциал–зонды и градиент–зонды). Потенциал – зондами называют зонды, у которых расстояние между парными электродами, т.е. электродами одного назначения (AB или MN), значительно больше расстояния от одного из этих электродов до ближайшего непарного, т.е. $MN \gg AM$ или $AB \gg AM$. Расстояние между электродами A и M потенциал – зонда называют его размером, или длиной; измеряемое значение кажущегося сопротивления относят к средней точке отрезка AM (точке записи). Градиент – зондами называют зонды, у которых расстояние между парными электродами (AB или MN) значительно меньше расстояния от одного из них до непарного электрода,

т.е. $MN \ll AM$ или $AB \ll AM$. Величину измеряемого кажущегося сопротивления относят к точке, расположенной на середине расстояния между парными электродами (точке записи). Размером, или длиной, зонда считают расстояния от удаленного электрода до точки записи (рис. 3.4). Зонды КС принято обозначать сверху вниз, указывая между буквенными обозначениями электродов расстояние между ними в метрах. Такое обозначение называют символом зонда. Например, $N\ 0,10\ M\ 0,95\ A$.

Зонды, у которых парные электроды располагаются выше непарного, называются обращенными, а те, у которых парные ниже непарного – последовательными зондами. Зонды с одним питающим электродом называются однополюсными или зондами прямого питания, а зонды с двумя питающими электродами – двухполюсными или зондами взаимного питания.

И последний термин из описания зондов – длина зонда L . У градиент-зонда за его длину принимают расстояние от удаленного электрода до середины расстояния между сближенными; у потенциал-зонда – расстояние между сближенными электродами, т.е. для потенциал-зонда всегда $L = AM$, а для градиент-зонда $L = AO$ или $L = MO$.

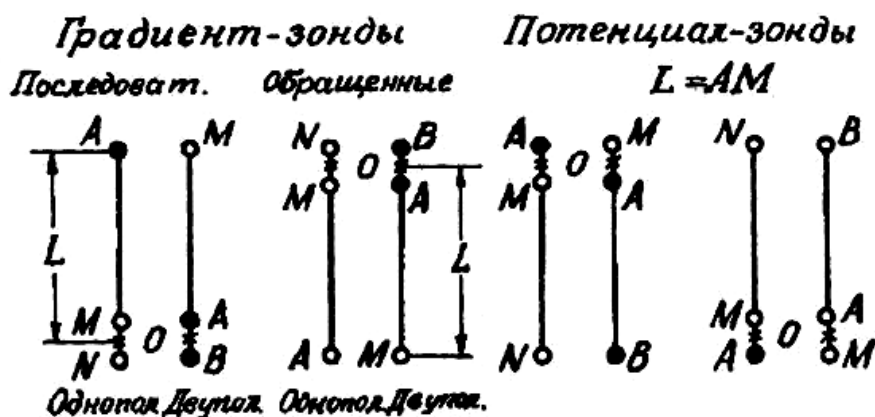


Рис. 3.4. Градиент и потенциал зонды КС

Для условной оценки глубины исследования зондом применяют термин радиус исследования зонда – радиус сферы в однородной среде неограниченной мощности, оказывающей на показания зонда такое же влияние, как и та часть сферы, которая расположена за ее пределами. Исходя из этого считают, что радиус исследования градиент-зондом приблизительно совпадает с его размером AO , а потенциал-зондом соответствует его удвоенному размеру, т.е. $2AM$. Следовательно, при одинаковом размере зондов радиус исследования потенциал-зонда примерно в 2 раза превышает радиус исследования градиент-зонда. Кроме того, зонды подразделяются на по-

следовательные (или подошвенные) и обращенные (или кровельные). Последовательными называют зонды, у которых парные электроды расположены ниже непарного; обращенными – зонды, у которых парные электроды располагаются выше непарного.

3.1.5 Кривые кажущегося удельного сопротивления

Величина кажущегося удельного сопротивления, определяющая форму кривой $KС$, зависит от мощности пласта, типа и размера зонда, его положения относительно границ пласта.

На рисунке 3.5 приведены кривые, полученные в результате экспериментальных и теоретических исследований для обычных зондов против однородных пластов ограниченной мощности и различного удельного сопротивления. Условно принято считать пласт мощным, если его размер превышает размеры зонда и тонким, если его мощность меньше или равна его размерам. Если удельное сопротивление пласта соответственно больше или меньше удельного сопротивления вмещающей среды, то пласт квалифицируют как высокого или низкого сопротивления.

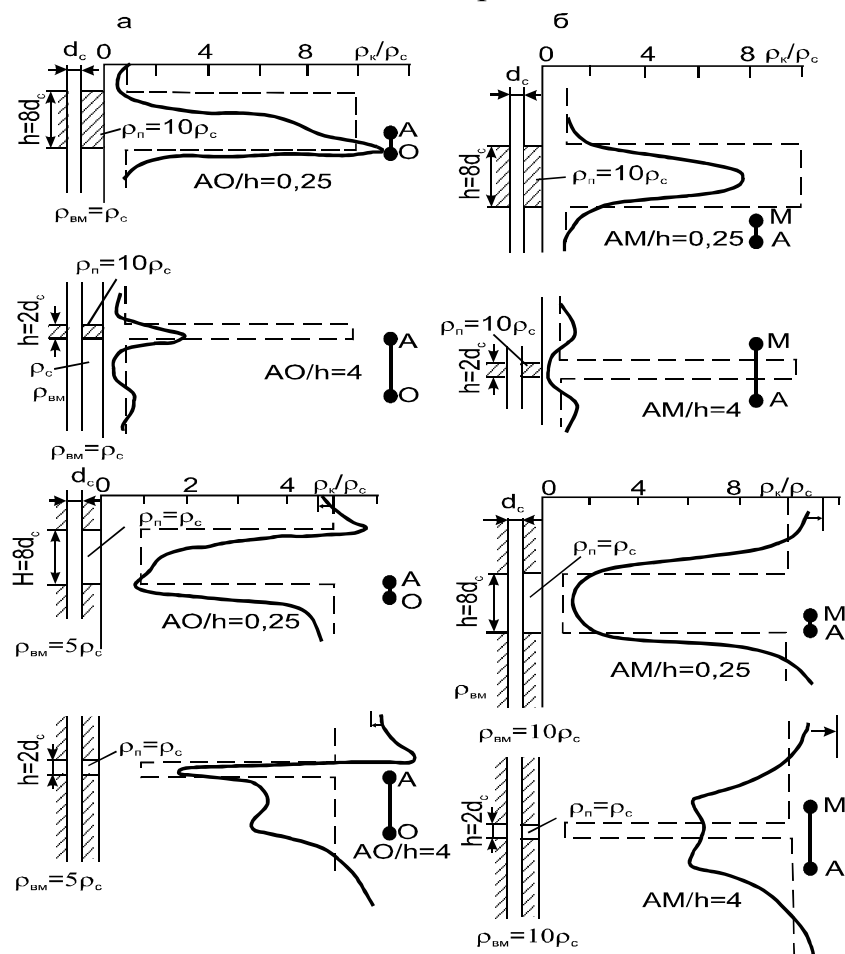


Рис. 3.5 Кривые сопротивления для однородного пласта с большим и малым сопротивлениями

Градиент-зонд. Пласт высокого сопротивления. При замерах подошвенным градиент-зондом кровля пласта соответствует минимальному сопротивлению по кривой, а подошва – максимальному (рис. 3.5) тонкому пласту – кровля находится против точки наиболее крутого подъема кривой, а подошва – несколько ниже максимума.

Пласт низкого сопротивления. Мощный пласт фиксируется на кривой сопротивления асимметричным минимумом, кровля отмечается максимумом, подошва минимумом. Для тонких пластов подошва на кривой КС фиксируется по переходу кривой сопротивления от пониженных значений к максимальным. При измерениях кровельным градиент-зондом кривые сопротивления являются зеркальным отражением кривых, полученных подошвенным градиент-зондом.

Потенциал-зонд. Пласт высокого сопротивления. Мощный пласт отмечается на кривой КС максимумом, симметричным относительно середины пласта. Его границы проводятся симметрично относительно максимума, кровля- на половину длины зонда выше точки перехода от плавного к более крутому подъему кривой, а подошва – на ту же величину ниже этой точки. Тонкий пласт высокого сопротивления фиксируется снижением сопротивления: некоторое повышение выше кровли и ниже подошвы пласта на расстояниях, равных половине зонда из-за экранных явлений.

Пласт низкого сопротивления отмечается на кривой кажущегося сопротивления минимумом, симметричным относительно середины пласта.

При чередовании пластов, имеющих различные сопротивления, обычное распределение плотности тока в скважине нарушается, происходит перераспределение силовых линий тока и возникают явления экранирования, которые оказывают влияние на величины кажущихся сопротивлений.

Фактические кривые сопротивления по скважине, имеют более сложную форму, чем расчетные или полученные на моделях.

Сложность формы фактической кривой обусловлена неоднородностью пласта и вмещающих пород, изменением диаметров скважины и зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости, углом между осью скважины и плоскостью напластования и т.п.

3.1.6 Боковое каротажное зондирование (БКЗ)

Важнейшей задачей электрического каротажа в нефтяных и газовых скважинах является определение удельного электрического сопротивления пластов ($\rho_{\text{п}}$) по кажущемуся удельному сопротивлению ($\rho_{\text{к}}$). Сопротивление

ρ_n является исходной величиной для определения коэффициента нефтегазо-насыщенности и коллекторских свойств пластов. Определить ρ_n по кривым KC стандартного каротажа возможно только в отдельных случаях: пласт имеет большую мощность (более 4 м) проникновение фильтра $ПЖ$ в него отсутствует, и скважина заполнена $ПЖ$ с известным удельным сопротивлением ρ_c . Наиболее точно ρ_n может быть определено с помощью БКЗ, которое заключается в проведении измерений несколькими градиент-зондами разной длины.

Применение комплекта зондов различной длины позволяет исключить влияние бурового раствора на величину кажущегося сопротивления, изучить характер изменения сопротивления от стенок скважины вглубь пласта определить глубину проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и найти истинное сопротивление пласта. Одновременно с БКЗ обычно определяют диаметр скважины и удельное сопротивление бурового раствора.

Принципиальная возможность определения $\rho_{зп}$ и ρ_n по данным измерений зондами разной длины основана на том, что они имеют разный радиус исследования (глубинность). Показания малого зонда определяются удельным сопротивлением ближайшего к нему участка среды, т.е. скважиной и примыкающей к ней частью пласта. На ρ_k , замеренное большим зондом, основное влияние оказывает удельное сопротивление удаленных от зонда участков среды и практически не влияют диаметр скважины, ρ_c и $\rho_{зп}$.

Для исследования нефтяных и газовых скважин используют следующие подошвенные градиент-зонды:

- 1) $A_{0,4}M_{0,1}N$;
- 2) $A_{1,0}M_{0,1}N$;
- 3) $A_{2,0}M_{0,5}N$;
- 4) $A_{4,0}M_{0,5}N$;
- 5) $A_{8,0}M_{1,0}N$.

Дополнительным зондом в этом комплекте является кровельный градиент-зонд $M_{0,5}N_4A$, служащий для уточнения отбивки границ пласта.

Для интерпретации данных БКЗ необходимо знать d_c и ρ_c в пределах исследуемого интервала. Поэтому совместно с БКЗ обязательно проводят измерение этих величин в скважине – кавернометрию и резистивиметрию.

3.1.7 Кажущееся удельное сопротивление пласта неограниченной мощности. Палетки БКЗ.

Результаты расчета кажущегося удельного сопротивления для пласта неограниченной мощности, выполненного Л.М. Альпиным, представлены

в виде кривых, выражающих зависимость ρ_k от различных определяющих его параметров:

а) для непроницаемого пласта – от удельных сопротивлений пласта ρ_n и промывочной жидкости ρ_c , диаметра скважины d_c и длины зонда L_3 ;

б) для проницаемого пласта при наличии зоны проникновения, кроме перечисленных параметров, – от удельного сопротивления зоны проникновения ρ_n и ее диаметра D .

Эти кривые называются кривыми бокового каротажного зондирования (БКЗ). Такие кривые, сгруппированные по определенному признаку (двухслойные, трехслойные) и выражающие зависимость ρ_k/ρ_c от L_3/d_c для пласта неограниченной мощности, называются палетками БКЗ. Различают кривые БКЗ двух основных типов – двухслойные и трехслойные.

Двухслойные кривые БКЗ рассчитаны для условий, когда проникновение промывочной жидкости в пласт отсутствует. При этом возможны следующие случаи:

а) сопротивление промывочной жидкости, заполняющей скважину, меньше сопротивления пласта ($\rho_c < \rho_n$);

б) сопротивление жидкости больше сопротивления пласта ($\rho_c > \rho_n$). Двухслойные расчетные кривые БКЗ сгруппированы в палетки, обозначаемые БКЗ-1А (при $\rho_n > \rho_c$) и БКЗ-1Б (при $\rho_n < \rho_c$) (рис.3.6 и 3.7).

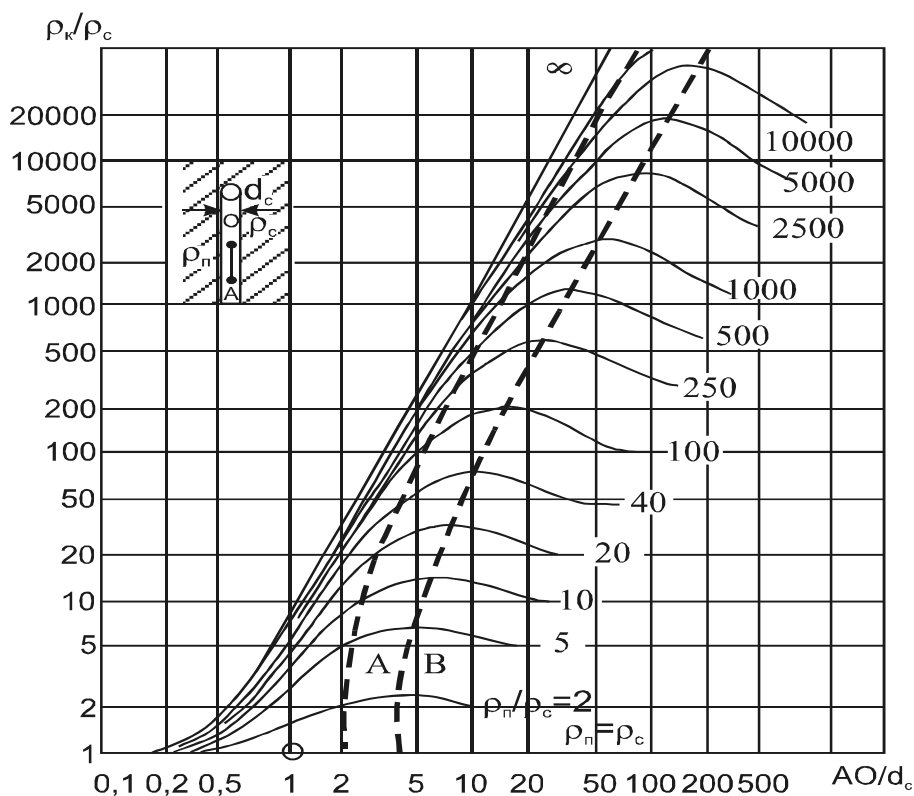


Рис. 3.6 Палетка БКЗ-1А для градиент-зондов при $\rho_n > \rho_c$ (по Л.М.Альпину)

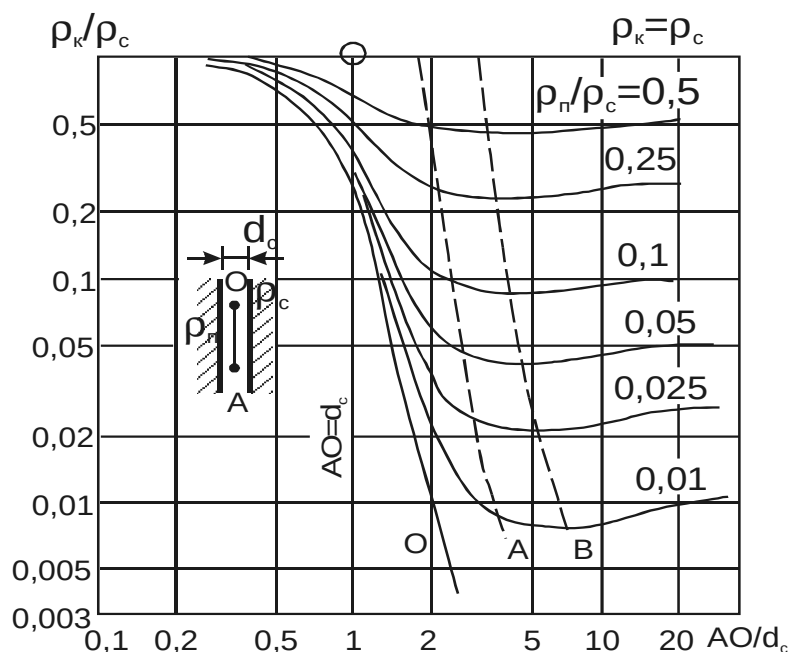


Рис. 3.7 Палетка БКЗ-1Б для градиент-зондов при $\rho_p < \rho_c$ (по Л.М. Альпину)

Кривые палеток БКЗ-1 в своей правой части асимптотически приближаются к значениям удельного сопротивления пласта. Изображенная на палетках кривая А характеризует геометрическое место точек пересечения кривых БКЗ с их правыми асимптотами, кривая В – геометрическое место точек (максимумов и минимумов) кривых. Двухслойные кривые БКЗ обозначают одним относительным параметром ρ_p/ρ_c , который называется модулем кривой БКЗ.

Трехслойные кривые БКЗ рассчитаны для случая проникновения промывочной жидкости в пласт. При этом в примыкающей к скважине части пласта образуется зона проникновения (ЗП), условно принимаемая за цилиндрическую, диаметром D и удельным сопротивлением $\rho_{зп}$ с промежуточным значением между ρ_c и неизменной части пласта ρ_p .

Трехслойные кривые БКЗ определяются пятью параметрами ρ_p , $\rho_{зп}$, ρ_c , D и d_c . Но в связи с тем, что кривые БКЗ строятся в двойном логарифмическом масштабе, их форма и положение на палетках зависят от трех относительных параметров $\rho_{зп}/\rho_c$, D/d_c и ρ_p/ρ_c .

При проникновении фильтра промывочной жидкости в пласт возможны два случая: снижение удельного сопротивления (понижающее проникновение) и, наоборот, увеличение его сопротивления (повышающее проникновение).

Принадлежность кривой БКЗ к повышающему либо понижающему проникновению промывочной жидкости определяется величиной $\rho_p/\rho_{зп}$. Если $\rho_p/\rho_{зп} < 1$, то наблюдается повышающее проникновение, при $\rho_p/\rho_{зп} > 1$ –

понижающее. Обычно на одну и ту же палетку наносят кривые, соответствующие повышающему и понижающему проникновению фильтрата промывочной жидкости (рис. 3.8).

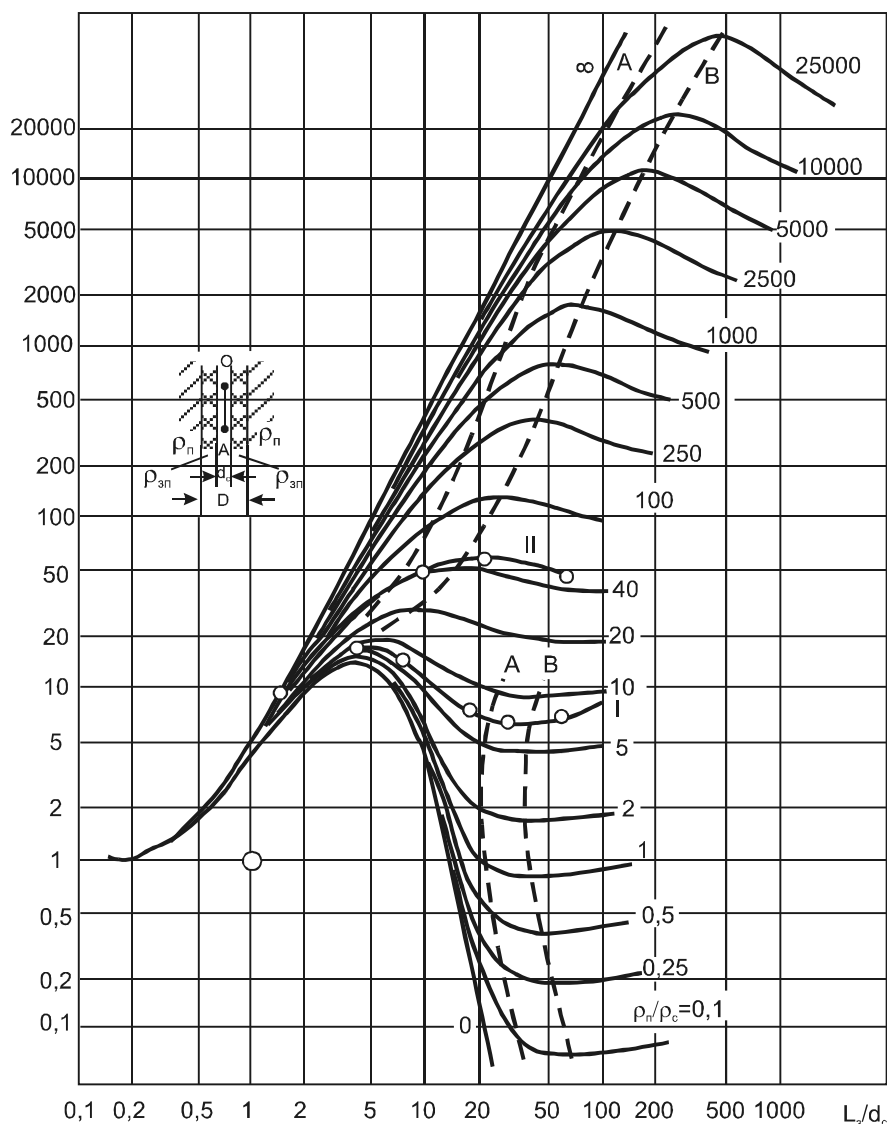


Рис. 3.8 Палетка БКЗ–4/20 для градиент-зондов (по Л.М.Альпину)

Каждая кривая на трехслойной палетке БКЗ изображает зависимость ρ_k/ρ_c от относительного размера зонда L_3/d_c при заданных параметрах D/d_c , ρ_{zp}/ρ_c и ρ_n/ρ_c , из которых первые два отражают шифр палетки, а третий – шифр кривой.

Например, палетка БКЗ с шифром 4/20 означает, что на ней представлен набор кривых зависимости ρ_k/ρ_c от L_3/d_c при $D/d_c=4$ и $\rho_{zp}/\rho_c=20$ (рис. 3.8). При повышающем проникновении фильтрата промывочной жидкости в пласт удовлетворяется условие $\rho_c < \rho_{zp} > \rho_n$, при понижающем $\rho_c < \rho_{zp} < \rho_n$.

Литологически такие пласты могут быть представлены проницаемыми нефтегазоносными породами. Кроме того, подобный тип кривых на-

блюдается для проницаемых и водоносных пластов, если удельное сопротивление фильтрата бурового раствора меньше удельного сопротивления пластовой воды.

Интерпретацию кривых при неглубоком проникновении бурового раствора обычно производят с помощью трехслойных палеток.

3.1.8 Микрозондирование (микрокаротаж)

Под *микрокаротажем* (МК) понимают каротаж сопротивления обычными градиент- и потенциал-зондами малых размеров, расположенными на прижимном изоляционном башмаке (рис. 3.9). при работе башмак с электродами прижимается пружинами к стенке скважины, чем достигается частичное экранирование зонда от промывочной жидкости и уменьшение влияния ее на результат измерений. В средней части башмака микрозонда смонтированы три электрода – A , M и N на расстоянии 25 мм друг от друга. С их помощью по обычной схеме электрического каротажа образуют градиент-микрозонд $A0,025M0,025 N$ и потенциал-микрозонд $A0,05M$, которыми производят измерения в скважине одновременно.

Интерпретация кривых МК заключается в детальном расчленении разреза, выделении в нем проницаемых и непроницаемых прослоев, определения удельного сопротивления промытой части пласта $\rho_{\text{пл}}$.

Если против проницаемого пласта образуется глинистая корка, кажущиеся сопротивления, измеряемые потенциал микрозондом, значительно выше сопротивлений, измеренных одновременно против тех же пластов градиент-микрозондом с заметно меньшим радиусом исследования. Такое превышение сопротивления получило название *положительного расхождения* (приращения). Оно характерно для проницаемых пластов. Положительное расхождение отмечается чаще всего в проницаемых песчано-алевролитовых пластах с глинистой коркой небольшой толщины и ее сопротивлением, в несколько раз меньшим $\rho_{\text{зп}}$ (рис. 3.10). В отдельных случаях сопротивления, измеренные градиент-микрозондом, превышают сопротивления, полученные потенциал-зондом, т.е. наблюдается отрицательное приращение, которое характерно для случаев, когда $\rho_c > \rho_{\text{пл}}$.

В связи с небольшими размерами зондов метод микрозондов имеет малую глубину исследования. Например, при изучении пород-коллекторов практически определяют удельное сопротивление части пласта, видоизмененной проникновением фильтрата бурового раствора. Поэтому по данным микрозондов нельзя получить представление об удельном сопротивлении

коллекторов за зоной проникновения, а следовательно, и о характере насыщенности пласта (нефть, газ, вода).

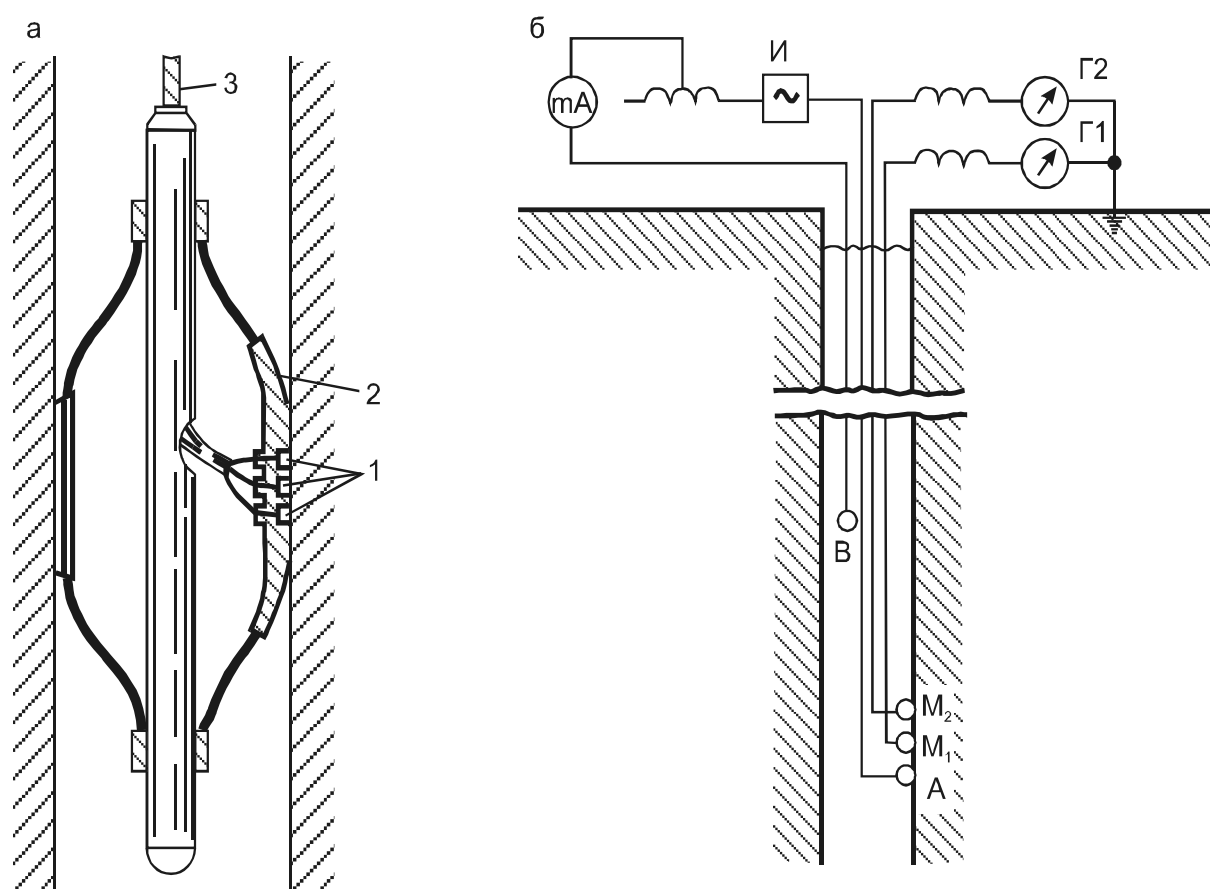


Рис. 3.9 Принципиальная схема измерений микрозондами:
а – общий вид микрозонда: 1 – электроды; 2 – башмак;
 3 – кабель; **б** – схема записи: Г1, Г2 – приборы для регистрации кривых

К недостаткам метода кажущихся сопротивлений следует отнести невозможность получения надежных результатов при исследовании скважин, заполненных очень соленым буровым раствором (за исключением микрозондирования), а также невозможность использования метода при изучении скважин, заполненных нефтью или раствором на нефтяной основе. Для интерпретации данных БКЗ необходимо знать удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости (ПЖ). Определение сопротивления ПЖ осуществляют с помощью резистивиметра, представляющего собой трехэлектродный или четырехэлектродный зонд малого размера, расстояния между электродами которого настолько малы, что ток замыкается внутри бурового раствора, и стенки скважины не влияют на результаты измерений. Конфигурации электродов резистивиметра могут иметь самую различную форму. Электрическая схема измерений с резистивиметром полностью аналогична схеме метода КС.

Результаты резистивиметрии имеют и самостоятельное значение: по ним можно фиксировать момент вскрытия скважиной водоносных пластов, определять положение мест притока и поглощения жидкости и т.д.

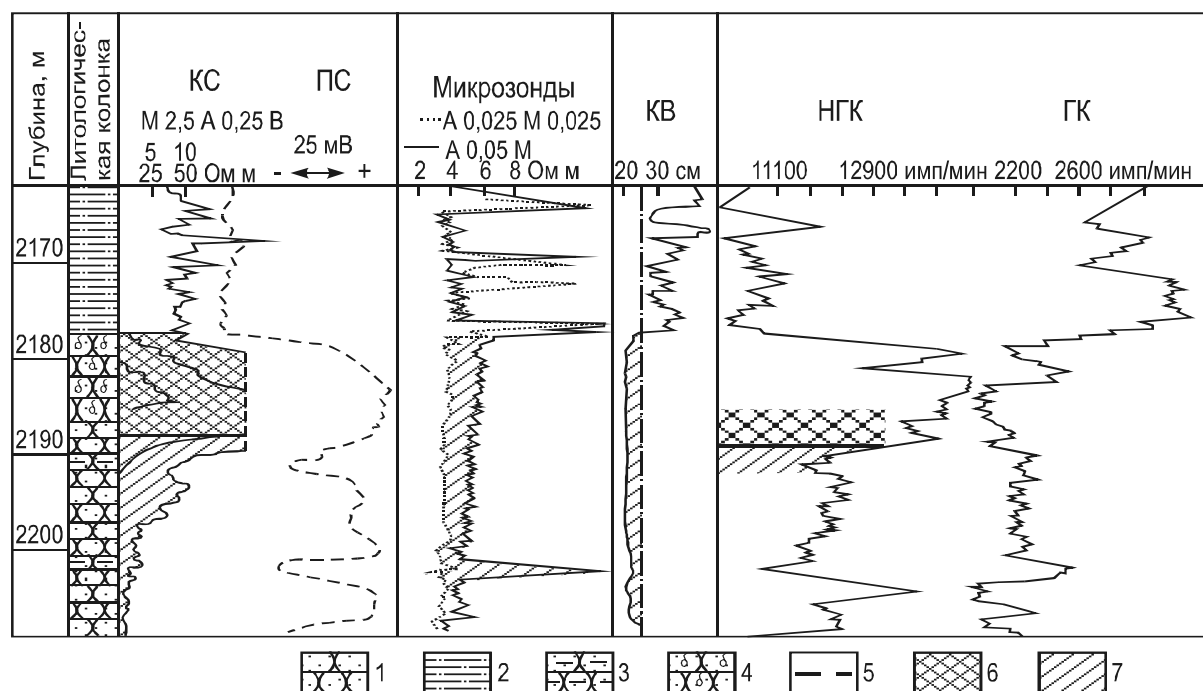


Рис. 3.10 – Пример использования кривых микрозондов в комплексе с другими диаграммами:

1–песчаник; 2– глина песчаная; 3 – песчаник глинистый;

4– песчаник газонасыщенный; 5 – граница газ–вода;

6 – газонасыщенная часть пласта; 7 – водонасыщенная часть пласта

3.1.9 Боковой каротаж

Под боковым каротажем (БК) понимают каротаж сопротивления зондами с экранными электродами и фокусировкой тока. Различают боковой каротаж, выполняемый многоэлектродными (семь, девять электродов) и трехэлектродными зондами (рис.3.11).

Семиэлектродный зонд (рис. 3.11, а) состоит из центрального электрода A_0 , двух пар измерительных M_1, M_2, N_1, N_2 и одной пары токовых экранных электродов A_1 и A_2 . Результат измерений зондом бокового каротажа относят к точке A_0 . За длину L_3 принимают расстояние между серединами интервалов M_1N_1 и M_2N_2 (точками O_1 и O_2). Расстояние между экранящими электродами A_1, A_2 называют общим размером зонда $L_{\text{общ}}$. Кроме того, для характеристики зонда введено понятие параметр фокусировки $q = (L_{\text{общ}} - L_3) / L_3$. Размещение электродов в семиэлектродном зонде выражается следующей записью: $A_0 0,2 M_1 0,2 N_1 1,1 A_1$, что соответствует $L_{\text{общ}} = 3$ м, $L_3 = 0.6$ м, $q = 4$.

Девятиэлектродный зонд обладает малой глубиной исследования и применяется для изучения зоны пласта, прилегающей к скважине (рис. 3.11, б). Размещение электродов в зонде псевдобокowego каротажа можно представить следующей записью: $A_0 0,2 M_1 0,2 N_1 0,2 A_1 0,9 B_1$, что соответствует $L_{\text{общ}} = 1,2$ м, $L_3 = 0,6$ м, $q = 1$.

Трехэлектродный зонд, применяемый в аппаратуре АБКТ, состоит из трех электродов удлиненной формы (см. рис. 3.11, в) и характеризуется следующими данными: длиной $A_0 = 0,15$ м, $L_{\text{общ}} = 3,2$ м, $d_3 = 0,07$ м, ширина изоляционного промежутка 0,03 м.

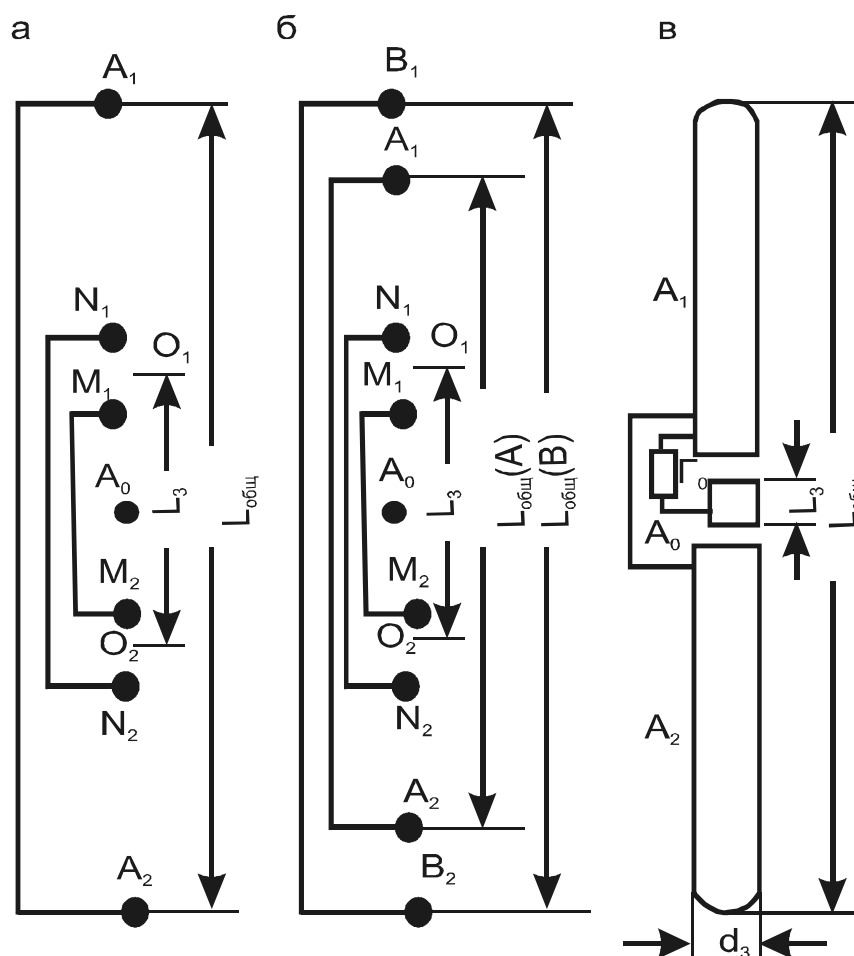


Рис. 3.11 Схемы зондов бокового каротажа:

а – семиэлектродный; б – девятиэлектродный; в – трехэлектродный

Область применения метода: детальное расчленение разрезов скважин по величинам кажущегося и удельного сопротивлений пластов; при изучении пластов средней и малой мощности, в случаях значительной дифференцированности разреза по сопротивлению и больших значений $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}}$, когда пласты, вскрываемые скважиной, имеют высокое сопротивление, а также при высокоминерализованной скважинной жидкости.

3.1.10 Боковой микрокаротаж

Под боковым микрокаротажем (МБК) понимают микрокаротаж зондами с фокусировкой тока. На практике используют зонды различных модификаций:

Например, двухэлектродный, трехэлектродный и четырех-электродный микрозонды. Наибольшее применение нашел четырехэлектродный боковой микрозонд. Малые расстояния между электродами в боковом микрозонде обуславливают небольшую глубину исследования.

Однако благодаря наличию экранного электрода A_3 ток из электрода A_0 **распространяется по пласту вблизи скважины** пучком практически перпендикулярным к ее стенке. Вследствие этого заметно уменьшается влияние глинистой корки и пленки промывочной жидкости между башмаком и стенкой скважины. Интерпретация диаграмм бокового микрокаротажа заключается в оценке удельного сопротивления промытой части пласта $\rho_{пп}$. В карбонатном разрезе по характеру кривой сопротивления $\rho_{к\text{ БМК}}$ различают плотные и трещиновато-кавернозные породы (против трещиновато-кавернозных пород кривая $\rho_{к\text{ БКЗ}}$ характеризуется резкой дифференцированностью).

Данные бокового микрокаротажа измеряют значения удельных сопротивлений пород в зоне их непосредственного прилегания к стенке скважины. На показания МБК в отличие от обычных микрозондов влияние высокопроводящей промывочной жидкости сказывается мало, поэтому этот метод получил широкое применение при исследовании скважин, пробуренных на высокоминерализованной промывочной жидкости.

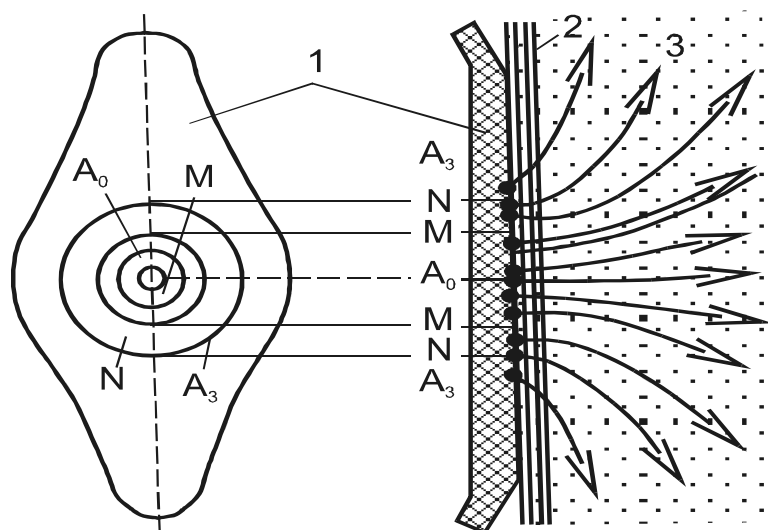


Рис. 3.12 Схема четырехэлектродного бокового микрозонда:
1 – башмак из изоляционного материала;
2 – глинистая корка; 3 – проницаемый пласт

3.1.11 Индукционный метод каротажа скважин

Метод индукционного каротажа (ИК) предназначен для проведения исследований в сухих скважинах и скважинах заполненных промывочными жидкостями на нефтяной основе, непроводящими электрический ток. В отличие от других методов сопротивления, метод индукционного каротажа не требует непосредственного электрического контакта зонда с пластом. Он может применяться в случае обсадки скважин асбоцементными или пластмассовыми трубами и позволяет получить хорошо расчлененные кривые электропроводности с симметричными и весьма четкими аномалиями (особенно при изучении пластов низкого сопротивления от 0 до 50 Ом/м).

Благоприятные результаты получают при исследовании индукционным каротажом разрезов низкого и среднего сопротивлений и наличии повышающего проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт. По диаграммам индукционного каротажа можно более точно определить удельное сопротивление низкоомных водоносных коллекторов и положение водонефтяного контакта. Применение ИК ограничено при соленой промывочной жидкости и высоком удельном сопротивлении пород.

Прибор индукционного каротажа содержит генераторную КГ и приемную КП катушки, размещенные в корпусе из прочного диэлектрика. Расстояние L между ними называется длиной зонда. Через генераторную катушку пропускается переменный ток генератора с частотой 10–200 кГц. Переменное магнитное поле этого тока индуцирует вихревые токи в породах, окружающих скважинный снаряд. Магнитное поле вихревых токов, в свою очередь, индуцирует в приемной катушке ЭДС, которая поступает на усилитель. Если ток генератора имеет постоянную частоту и силу и $L = \text{const}$, то ЭДС в приемной катушке прямо пропорциональна взаимной индукции катушек, т.е. в итоге электропроводности среды σ . Форма кривой и определение границ пластов при ИК зависят от характера токовых линий, образующих вокруг оси скважины замкнутые окружности, располагающиеся в плоскости, перпендикулярной к оси прибора. В пластах со слабым наклоном относительно оси скважины токовые линии проходят в одной среде, пересекая границы пластов различного сопротивления. Характерными (существенными) значениями кривой индукционного каротажа, записанной против пласта конечной мощности, являются показания против середины пласта.

Влияние скважины на показания ИК в общем случае зависит от d_c , ρ_c и отношениям ρ_n/ρ_c . В случае высокоминерализованной ПЖ ($\rho_c < 1$ Ом·м) и достаточно высокого удельного сопротивления пород ($\rho_n/\rho_c > 20$) влияние

скважины становится заметным и учитывается при интерпретации диаграмм ИК с помощью специальных палеток. Так как среда, окружающая прибор, неоднородна (прослой пород разного сопротивления, промывочная жидкость с сопротивлением, отличающимся от сопротивления окружающей среды, наличие зоны проникновения), то замеренная величина электропроводности характеризует кажущуюся проводимость σ_k , аналогично кажущемуся удельному сопротивлению ρ_k .

Влияние зоны проникновения на результаты индукционного каротажа невелико при повышающем проникновении. Понижающее проникновение оказывает значительное влияние, начиная уже с проникновения промывочной жидкости на глубину, превышающую три диаметра скважины ($D > 3d_c$). С увеличением отношения части пласта (ρ_n/ρ_{zn}) зависимость от понижающего проникновения увеличивается. Влияние скважины и зоны проникновения увеличивается во всех случаях с повышением сопротивления пород, слагающих разрез. Это обусловлено характером распределения силовых линий тока при индукционном каротаже.

Как показывают теоретические расчеты, кривые индукционного каротажа имеют простую симметричную форму без заметных искажений на границах пластов. Для определения мощностей пластов применяется правило полумаксимума амплитуды аномалии. Мощность, найденная по этому правилу, обозначается h_ϕ (фиктивная). При больших мощностях пластов ($h > 2L$) h_ϕ совпадает с истинной мощностью, для маломощных пластов h_ϕ отличается от истинной мощности тем больше, чем меньше мощность пласта и чем больше отношение сопротивления пласта к сопротивлению вмещающих пород.

3.1.12 ВИКИЗ

ВИКИЗ расшифровывается как «высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование». (Изопараметричность толкуется авторами метода как постоянство отношения длины зонда к толщине скин-слоя в однородной и изотропной среде. Напомним, что на глубине скин-слоя происходит уменьшение интенсивности электромагнитного поля в e раз).

ВИКИЗ предназначен для исследования электрических свойств горных пород в скважинах, бурящихся на нефть и газ. Он позволяет более детально изучить строение зоны проникновения и определить сопротивление ее различных частей, включая полностью промытые породы $\rho_{пп}$ и зону «водяной оторочки» в нефтенасыщенных коллекторах.

В методе используется принцип частотно-геометрического зондирования, в котором увеличение глубины исследований достигается, во-первых, за счет уменьшения частоты электромагнитного поля и, во-вторых, за счет увеличения длины зонда. Скважинный прибор содержит пять индукционных зондов (ЗФ0,5; ЗФ0,7; ЗФ1,0; ЗФ1,4; и ЗФ2,0). Длины зондов: 0,5; 0,7; 1,0; 1,4; 2,0 м соответственно. Применяемые частоты – от 800 кГц до 20 МГц. Сигналы зондов в виде цифрового кода передаются на поверхность.

Оценка значений удельного сопротивления пластов-коллекторов и зон проникновения выполняется на основе визуального анализа диаграмм ВИКИЗ и ПС. В комплексе с радиоактивными методами достоверность выводов возрастает. Все пять измерений ВИКИЗ располагаются на одном поле каротажных диаграмм. Отметим основные изменения вида каротажных диаграмм, обусловленные использованием различных масштабных шкал.

Линейная шкала разностей фаз. В этом случае каротажные диаграммы прямо отображают измерения. Чем выше электропроводность среды, тем сильнее изменяются диаграммы. Так, низкоомные отложения (глины, насыщенные солеными водами коллекторы и т.п.) легко распознаются за счет больших значений разности фаз, соответствующих этим интервалам.

Логарифмическая шкала кажущихся сопротивлений. Логарифмическая шкала «сжимает» диаграммы кажущихся сопротивлений в диапазоне малых значений (до 10 Ом·м) и «растягивает» в интервале больших удельных сопротивлений. Это приводит к хорошему визуальному выделению пластов высокого сопротивления.

Линейная шкала кажущихся сопротивлений. Такая трансформация приводит к сильным изменениям вида диаграмм: кривые сжаты в самом информативном для индукционных методов каротажа низкоомном диапазоне. Такой способ представления данных снижает визуальное разрешение в породах с низкими удельными сопротивлениями (песчанистые глины, алевролиты и т.п.). В то же время высокоомные интервалы хорошо дифференцируются по сопротивлению.

3.1.13 Литологическое расчленение разреза

Данные для зондов высокого вертикального разрешения – микробового каротажа (МБК), ВИКИЗ – 0,5 м и потенциал-зонда (0,5 м), приведены на рис. 3.13.

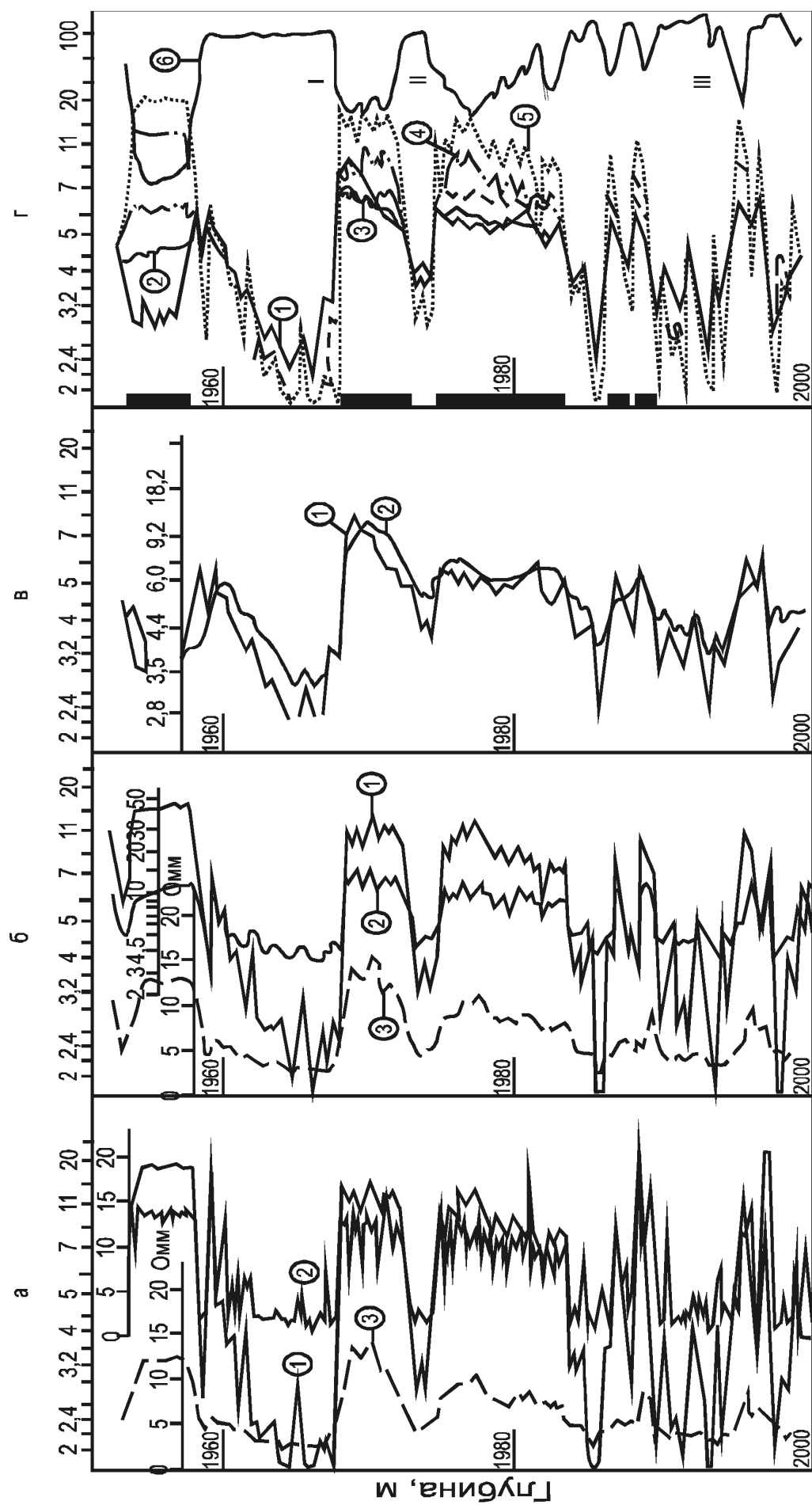


Рис. 3.13 Сравнение электрических и электромагнитных методов каротажа в интервале глубин 1955.0 – 2000 м: где:

а-1 – Викиз (0,5 м), верхняя шкала; 2 – боковой микрозонд; 3 – боковой зонд;

б-1 – Викиз (0,7 м), верхняя шкала; 2 – боковой зонд; 3-потенциал зонд (АМ = 0,5 м), нижняя шкала; в-1 – Викиз (2,0 м), верхняя шкала; 2 – индукционный зонд, нижняя шкала; г-1 – 5 – зонды Викиз (0,5, 0,7, 1,0, 1,4, 2,0 м соответственно); 6 – ПС

Отмечается хорошая дифференциация диаграммы ВИКИЗ в интервалах низких сопротивлений (менее 4–5 Ом·м). Тонкая слоистость выделяется коротким зондом с достаточно высокой детальностью, уступая только зонду МБК. При этом их кажущиеся сопротивления различаются, поскольку короткий зонд значительно сильнее исключает влияние скважины, чем МБК.

Анализ диаграмм ВИКИЗ – 0,7 м, бокового каротажа (БК-3) и потенциал-зонда (рис. 3.13. б) показывает их высокую корреляцию при расчленении разреза. Отличительной чертой зонда 0,7 м является хорошее вертикальное разрешение в интервалах относительно низкого удельного сопротивления.

Отметим более высокое разрешение электромагнитных зондов по сравнению с потенциал-зондом при выделении пластов с малыми и средними значениями УЭС. Границы пластов, выделенных по диаграммам ВИКИЗ, находятся в полном соответствии с данными БК. Сравнение диаграмм стандартного индукционного зонда, широко применяемого при исследовании эксплуатационных скважин, с длинным зондом ВИКИЗ показано на рисунке 3.1.13. Для зонда характерна более высокая детальность расчленения разреза. Значения их кажущихся удельных сопротивлений различаются, но для зонда ВИКИЗ значения ρ_k ближе к истинным УЭС пластов.

На (рис. 3.1.13 г) приведены диаграммы ВИКИЗ и ПС, на этих интервалах выделяются нефтенасыщенные коллекторы.

Литологическое расчленение терригенных разрезов на качественном уровне становится более достоверным, если диаграммы ВИКИЗ и ПС дополнены данными радиоактивных методов – НКТ и ГК. Достоверность литологического расчленения по диаграммам ВИКИЗ подтверждается высокой степенью корреляции между данными различных методов каротажа.

3.1.14 Выделение коллекторов и оценка типа насыщения

Совмещенные диаграммы ВИКИЗ (рис. 3.1.13 г) дают наглядное представление о возможности выделения коллекторов по радиальному изменению удельных сопротивлений. При этом диаграмма ПС является источником важной дополнительной информацией для качественной интерпретации разреза. Существенные изменения значений ρ_k с последовательным уменьшением от короткого зонда к длинному являются характерным признаком водонасыщенных коллекторов (соленость пластовых вод превышает соленость фильтрата).

Водоносный пласт (верхняя часть диаграмм, выше 1960 м) выделяется значительным расхождением кажущихся сопротивлений зондов – от 15 до 30 Ом·м. При этом УЭС глинистых неоднородных отложений в его подошве изменяются от 2,2 до 4,4 Ом·м.

Нефтеносные пласты-коллекторы (средняя часть диаграмм) отмечают меньшим расхождением кривых и повышенными значениями ρ_k . В кровельной части верхнего нефтяного пласта (1968–1973 м) выделена окаймляющая зона, положение которой по глубине определяется инверсией кривых зондирования. Ниже точки, где появляется инверсия (1970,8 м), экстремальное значение $\rho_k = 4,8$ Ом·м, что свидетельствует об увеличении количества воды в коллекторе. Этот пласт с большим содержанием воды характеризуется вертикальной литологической неоднородностью по данным малого зонда и кривой ПС. В таблице 3.2 приведены кажущиеся удельные сопротивления в пластах-коллекторах по данным зондирования для рассмотренных на рис. 3,13 диаграмм. УЭС бурового раствора – 2 Ом·м, радиус скважины – 0,108 м.

Таблица 3.2

Кажущиеся удельные сопротивления в пластах-коллекторах

Тип флюида	Зонд				
	0,5 м	0,7 м	1,0 м	1,4 м	2,0 м
Вода	25	16	7,5	5,0	3,2
Нефть	20	12	8,0	7,8	11

Визуальный анализ всех кривых ВИКИЗ, полученных в оптимальные сроки после вскрытия разреза, позволяет так же уверенно выделять породы-коллекторы, насыщенные соленой водой (при слабосоленом фильтрате бурового раствора).

3.1.15 Метод потенциалов собственной поляризации

Метод основан на измерении в скважине потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС). Сущность метода ПС заключается в измерении разности естественных электрических потенциалов между электродом *M*, перемещаемым по скважине, и неподвижным электродом *N* на поверхности. В скважине, заполненной глинистым раствором или водой, и вокруг нее самопроизвольно возникают электрические поля, названные самопроизвольной или собственной поляризацией (естественные потенциалы). Происхождение естественных потенциалов в скважине обусловлено главным образом диффузионно-адсорбционными, фильтрационными и окисли-

тельно-восстановительными процессами, возникающими на границах пластов, различающихся по своим литологическим свойствам (в основном глинистости пород), и на контакте промывочной жидкости в скважине и пластов, поры которых заполнены водой той или иной минерализации.

3.1.16 Диффузионно-адсорбционные потенциалы

Потенциалы диффузионно-адсорбционной природы возникают вследствие различия в химическом составе и концентрации солей, растворенных в пластовых водах и буровом растворе. На контакте растворов разной концентрации (или состава) происходит диффузия ионов из более концентрированного раствора в менее концентрированный. Однако скорость диффузии неодинакова у разнополярных ионов. Вследствие разности в подвижности через некоторое время в более слабом растворе накопится избыток отрицательных ионов, а в концентрированном – положительных, и эти растворы приобретут соответствующий заряд. Наибольшей величины диффузионно-адсорбционные потенциалы достигают на границе пород с минимальной и максимальной адсорбционной активностью, т.е. на границе чистых кварцевых песчаников и тонко дисперсных глин. Поскольку глина не пропускает анионы (–) и пропускает катионы (+), то таким образом, раствор в скважине против глин приобретает положительный заряд, против песчаников – отрицательный.

Если допустить, что электрическое поле в скважине имеет только диффузионно-адсорбционное происхождение, то для случая, когда минерализация воды песчаного пласта C_e больше минерализации глинистого раствора C_c или (если выразить минерализацию растворов через их сопротивление) $\rho_e < \rho_c$, справедливо схематическое распределение электрического поля (зарядов) в скважине, представленное на рисунке 3.14.

Электродвижущие силы на границе песчаного и глинистого пластов возникают даже при одинаковой минерализации содержащихся в них вод вследствие различия адсорбционных свойств контактирующих сред (глинистый пласт можно рассматривать как мембрану между пластовой водой и промывочной жидкостью). На рисунок 3.14 схематически показано направление токовых линий, возникающих под влиянием диффузионно-адсорбционных потенциалов. Эти линии замыкаются на пересечении стенок скважины с границей пласта, где плотность тока наибольшая. Известно, что уменьшение потенциала происходит в направлении движения тока и в местах максимальной его плотности наблюдается наибольшее изменение потенциала.

Если допустить, что в контуре ток отсутствует, то вдоль каждой из сред должно наблюдаться постоянство потенциала. Величина E_{nc} , отражающая амплитуду изменения потенциала естественного поля, является в этом случае *статической амплитудой* диффузионно-адсорбционного потенциала для чистого песчаного пласта (рис. 3.14, кривая 3). Изменение потенциала естественного поля по стволу скважины на границах пластов происходит не скачками, а плавно. Разность потенциалов определяется произведением силы тока на сопротивление участка цепи, поэтому потенциалы, полученные против песчаного пласта и на границе его с глиной, будут различны (рис. 3.14, кривая 4). Согласно формуле (3.2) *аномалия естественных потенциалов ПС* против песчаного пласта имеет *отрицательный знак*, если глинистый раствор менее минерализован, чем пластовая вода ($\rho_{\phi} > \rho_{\epsilon}$) (*прямые ПС*), и *положительный знак*, если глинистый раствор более минерализован, чем пластовая вода ($\rho_{\phi} < \rho_{\epsilon}$) (*обратные ПС*).

На рис.3.14 дана эквивалентная схема электрического поля ПС в скважине. Согласно этой схеме пласт песчаника, залегающий среди глин и пересеченный скважиной, рассматривается как электрохимическая ячейка. Линейные сопротивления $R_{\epsilon m}$, R_n и R_c соответственно эквивалентны сопротивлениям вмещающих пород (глин) пласта (песчаника) и столба промывочной жидкости в скважине. Электродвижущая сила естественного потенциала в скважине:

$$E_{nc} = I(R_{\epsilon m} + R_n + R_c) \quad (3.3)$$

На участке скважины с сопротивлением R_c разность потенциалов $\Delta U_{nc} = IR_c$ соответствует полному изменению потенциала в скважине и является *фактической амплитудой аномалии ΔU_{nc} в пласте*:

$$\Delta U_{nc} = E_{nc} - I(R_n + R_{\epsilon m}) \quad (3.4)$$

Наибольшее значение фактической амплитуды ΔU_{nc} , приближающееся к E_{nc} , наблюдается против мощного чистого (неглинистого) пласта. При наличии в пласте глинистого материала коэффициент диффузионного потенциала принято обозначать через $K^i_{\partial a}$ ($K^i_{\partial a} > K_{\partial}$). Если $K_{\partial a} = K^i_{\partial a}$, то на основании выражений (3.3) можно записать

$$E_{nc} = (K^i_{\partial a} - K_{\partial a}) \lg(p_{\phi} / p_{\epsilon}) = (A^i_{\partial a} - A_{\partial a}) \lg(p_{\phi} / p_{\epsilon}) \quad (3.5)$$

где, $K_{\partial a}$, $K^i_{\partial a}$ и $A_{\partial a}$, $A^i_{\partial a}$ — коэффициенты соответственно диффузионно-адсорбционного потенциала и активности вмещающей среды и пласта.

3.1.17 Фильтрационные и окислительно-восстановительные потенциалы ПС

Фильтрационные потенциалы или потенциалы течения наблюдаются при фильтрации бурового раствора из скважины в пласт или, наоборот, пластовых вод из пласта в скважину (в зависимости от соотношения давлений в пласте и скважине). Потенциалы течения возникают в связи с адсорбцией ионов поверхностью частиц, слагающих горную породу. Вследствие преобладающей адсорбции ионов одного знака в направлении движения жидкости образуется недостаток этих ионов, и на концах канала (капилляра) возникает разность потенциалов. Фильтрационные потенциалы в скважинах невелики и составляют обычно 4–5, реже 10 мВ. При фильтрации промывочной жидкости через глинистую корку возникает электродвижущая сила, которая зависит от ряда параметров, из которых основными являются: перепад давления по обе стороны глинистой корки и сопротивление продавливаемой жидкости. Глина также обладает некоторой проницаемостью, что вызывает возникновение ЭДС фильтрации и в них. В результате эффективная фильтрация ЭДС $E_{ф.эф}$ представляет собой разность между электродвижущими силами, возникающими против глинистой корки проницаемых пластов $E_{ф.п}$ и контактирующих глин $E_{ф.гл}$:

$$E_{ф.эф} = E_{ф.п} - E_{ф.гл} \quad (3.6)$$

Заметное влияние на суммарное значение ПС ЭДС фильтрации $E_{ф.эф}$ могут оказать лишь при слабоминерализованной промывочной жидкости, когда p_f превышает 1 Ом·м при значительном перепаде давления. При этом против проницаемых пластов в большинстве случаев наблюдается увеличение отклонения отрицательной аномалии на кривой ПС. Значение $E_{ф.эф}$ не зависит от диаметра пор и их длины и, следовательно, от проницаемости породы.

Окислительно-восстановительные потенциалы обусловлены различными химическими и электрохимическими реакциями, протекающими в скважине, они возникают в результате окислительно-восстановительных процессов, происходящих на контакте пород, имеющих электронную проводимость, с электролитами промывочной жидкости и пластовых вод.

Таковыми породами являются пирит и другие сульфиды, магнетит, графит, антрацит и различные сильнометаморфизованные угли. Окислительно-восстановительные процессы связаны с потерей электронов (окисление) или приобретением их (восстановление). *Окисляющаяся среда, отдавая электроны, приобретает положительный заряд, а восстанавливающая, присоединяя*

электроны – отрицательный. Окислительно-восстановительные поля распространяются на десятки метров от рудных тел или угольных пластов.

В общем случае аномалии ПС в скважинах могут быть обязаны действию не одной, а сразу нескольких причин. Например, на песчано-глинистых разрезах проявляются и диффузионно-адсорбционные, и фильтрационные процессы, а на бурых углях – и диффузионно-адсорбционные, и фильтрационные, и окислительно-восстановительные. E_{ov} над рудными подсечениями в скважинах может достигать 300–400 мВ. Такая большая величина объясняется не только интенсивностью окислительно-восстановительных процессов, но и низким сопротивлением рудных тел электрическому току.

В разрезах нефтяных скважин окислительно-восстановительные ЭДС не имеют заметного распространения и для изучения таких разрезов мало-перспективны.

3.1.18 Измерение потенциалов ПС

в скважинах и помехи при записи каротажных диаграмм

Как отмечено выше, измерение естественных потенциалов сводится к замеру разности потенциалов между электродом M , перемещаемым по скважине, заполненной промывочной жидкостью (глинистым раствором, водой), и электродом N , находящимся на поверхности вблизи устья скважины (рис. 3.15). Потенциал электрода N практически сохраняется постоянным, и разность потенциалов между электродами M и N

$$\Delta U_{ncMN} = U_{ncM} - U_{ncN} = U_{ncM}$$

Регистрируемая кривая естественных потенциалов ΔU_{nc} (кривая ПС) показывает изменение величины потенциала электрического поля у электрода M с глубиной. Точка записи ΔU_{nc} относится к электроду M . Разность потенциалов ПС измеряется в милливольтках (в мВ). Обычно применяются масштабы 5, 10 и 12,5 мВ/см. Масштабы глубин устанавливаются в соответствии с масштабом, применяемым для кривой КС, и в зависимости от детальности регистрации равен 1:500; 1:200 и в редком случае 1:50.

Простота электрической схемы ПС является, с одной стороны, достоинством метода, а с другой – недостатком. Недостаток проявляется в том, что вход регистратора в схеме ПС открыт для разнообразных помех.

По физической природе выделяют следующие виды этих помех: поляризация электродов, потенциалы гальванокоррозии, потенциалы трибополяризации, потенциалы осаждения и потенциалы блуждающих токов.

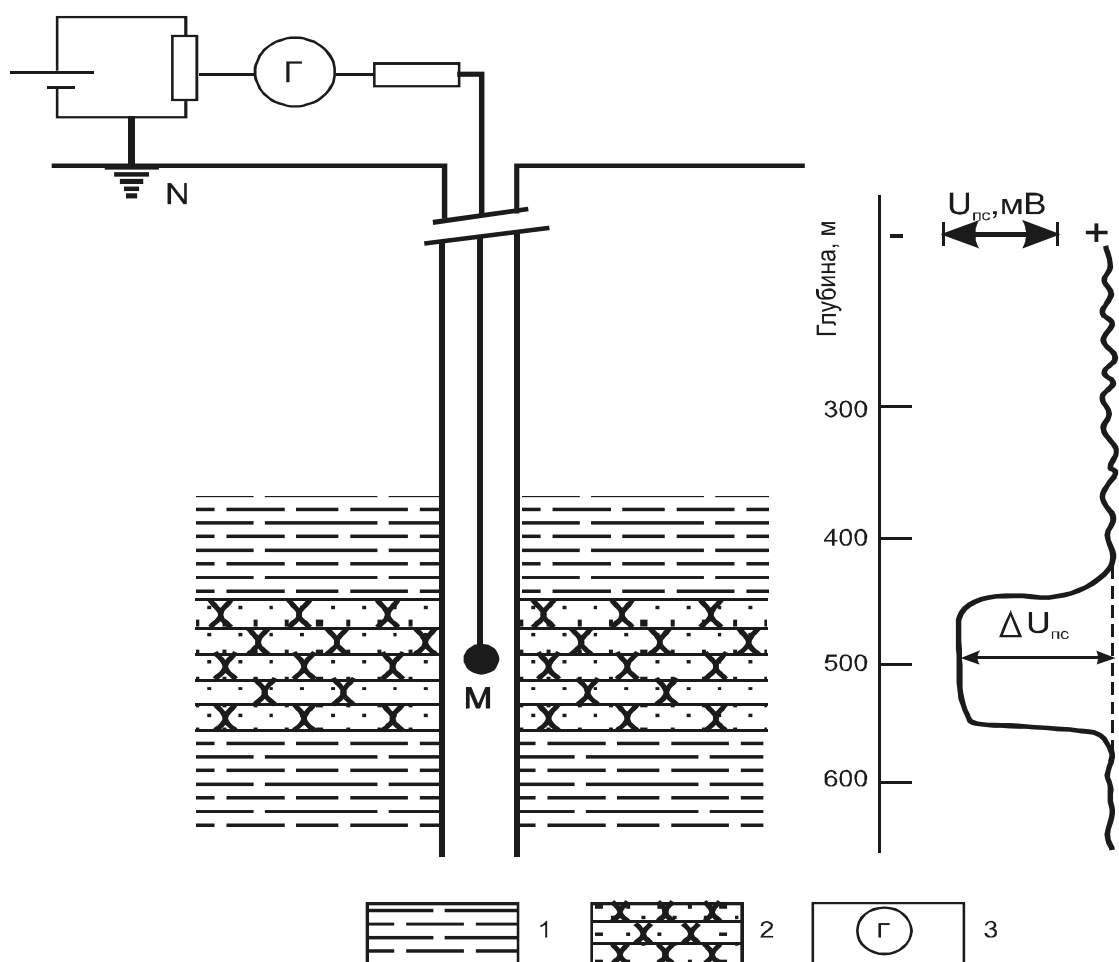


Рис. 3.15 Принципиальная схема измерения ПС:
1 – глина; 2 – песчаник; 3 – регистрирующий прибор

Поляризация электродов создает помеху при записи ПС в случае, если электродный потенциал одного из электродов (или обоих) подвергается изменениям в процессе каротажа. Такие изменения бывают связаны с изменением состояния поверхности электрода в результате отложения на нем какой-либо соли или смены состава окислов. Чаще всего это случается при переходе электрода в раствор иного состава, чем тот, в котором он был ранее.

Изменение электродных потенциалов приводит к постепенному смещению кривой ПС в ту или другую сторону. (Во избежание помех электродной поляризации электроды для записи ПС изготавливают из Pb, т.к. в кислородосодержащей среде он покрывается пленкой окисла PbO и по сравнению с другими материалами дает наиболее устойчивый электродный потенциал. Если этой меры недостаточно, используют неполяризующиеся электроды. Такой электрод состоит из свинца, закрытого брезентовой оболочкой. Пространство между свинцовым электродом и оболочкой заполняют солью KCl. При помещении такого электрода в жид-

кость между электродом и оболочкой образуется насыщенный раствор KCl , а на поверхности свинца откладывается слой соли $PbCl_2$, что обеспечивает постоянство электродного потенциала).

Потенциалы гальванокоррозии проявляются при использовании грузов, состоящих из разных металлов, (например, свинцового груза с железным креплением к зонду). В растворе такой груз представляет собой один или несколько гальванических элементов, цепь которых замыкается через буровой раствор. Кривые ПС, записанные с помехой гальванокоррозии, считаются браком. Для исключения этих помех можно увеличить расстояние от электрода M до груза (оно должно быть не менее 1,5 м) и применять грузы, изолированные от раствора с помощью полихлорвиниловой изоленды.

Потенциалы трибополяризации (потенциалы движения) возникают при движении электродов в буровом растворе. По мнению проф. В.Н. Дахнова, при движении нарушается двойной электрический слой на поверхности металлического электрода, в результате чего меняется и его электродный потенциал. При движении с постоянной скоростью изменение электродного потенциала достаточно стабильное, но могут наблюдаться и «броски» кривой, например, при неаккуратной укладке кабеля на лебедке и соскальзывании одного витка с другого. При остановке зонда потенциал электрода M мгновенно повышается что позволяет отчетливо фиксировать все остановки зонда и момент отрыва зонда от забоя.

Потенциалы осаждения (седиментационные) возникают при использовании некачественного бурового раствора, который не удерживает в себе мелкие частицы разрушенной породы, и они, осаждаясь на забой, избирательно сорбируют ионы одного знака (анионы). В результате от забоя к устью наблюдается повышение потенциала ПС.

Потенциалы блуждающих и теллурических токов. Блуждающие токи имеют промышленное происхождение, а теллурические токи – естественное происхождение (они являются следствием протекания различных физико-химических процессов в Земной коре).

При записи ПС теллурические и блуждающие токи создают помехи, амплитуда которых пропорциональна плотности этих токов в данный момент, среднему УЭС среды между электродами M и N и расстоянию между ними. Одна из основных мер по устранению помех блуждающих токов – это выбор времени, когда они имеют наименьшую интенсивность, например, в выходные дни или ночные часы. Кроме того, влияние этих помех можно исключить, записывая градиент потенциала ПС.

Измерение кривой ПС производится обычно одновременно с записью кривой КС стандартным градиент или потенциал-зондами, размеры которых устанавливаются в зависимости от геолого-геофизических условий района. Операция совместной регистрации таких кривых получила название стандартный электрический каротаж.

3.1.19 Обработка и интерпретация диаграмм ПС

Диаграмма ПС не имеет нулевой линии. Горизонтальный масштаб зарегистрированной кривой ПС показывают числом милливольт, приходящимся на отрезок 2 см. Знаками «-» и «+» по краям этого отрезка указывают полярность кривой ПС. Обычно отклонение кривой влево означает уменьшение потенциала, вправо – его увеличение. Ввиду отсутствия на диаграмме ПС нулевой линии в качестве условной нулевой линии, от которой отсчитывают отклонение кривой ПС, используют линию глин. (При прямом поле глины характеризуются положительными, а песчаники – отрицательными аномалиями ПС). Постепенное отклонение линии глин вправо на значительных интервалах разреза связано с влиянием геотермического градиента и уплотнением глин с глубиной.

При интерпретации диаграмм ПС решают следующие задачи:

1. Определение ρ_e при температуре пласта и расчет минерализации пластовой воды C_e , соответствующей ρ_e ;
2. Выделение коллекторов в терригенном разрезе, определение глинистости пород.

Качественная интерпретация диаграмм ПС заключается в литологическом расчленении разрезов скважин. Наилучшие результаты дает метод ПС на песчано-глинистых разрезах, породы которых обладают различной адсорбционной активностью.

Количественная интерпретация заключается в решении целого ряда вопросов, таких как определение мощности пластов, минерализации пластовых вод, глинистости и пористости коллекторов и некоторых др.

Определение глинистости коллекторов по ПС основано на зависимости адсорбционной активности, а, следовательно, и глубины аномалии ПС над коллекторами от содержания в них глинистого материала. Для определения используют эмпирические зависимости относительной амплитуды аномалии $\alpha_{ПС}$ от глинистости. Определение пористости по ПС также основано на использовании статистической связи между коэффициентом пористости КП и амплитудой аномалии ПС, установленной путем сопоставления диаграмм ПС с результатами лабораторных исследований керна.

Для исключения неоднозначности интерпретации диаграммы ПС нужно рассматривать в комплексе с диаграммами других методов ГИС: КС, МЗ, ГК, НГК, АК и пр.

3.1.20 Метод потенциалов вызванной поляризации

Методом потенциалов вызванной поляризации (ВП) основан на способности горных пород поляризоваться при протекании через них постоянного электрического тока. Цель интерпретации диаграмм ВП – расчленение разреза скважин по вызванной электрохимической активности горных пород и времени распада поля ВП. Вызванная электрохимическая активность и время распада могут быть использованы для дифференциации песчано-глинистых пород по глинистости и определения их проницаемости для выделения в разрезе каменных углей и сульфидных руд.

Природа вызванных потенциалов хорошо не изучена. Однако большинство исследователей находят, что:

- в горных породах, обладающих ионной проводимостью (практически все осадочные породы), вызванные потенциалы возникают за счет электрокинетических явлений, происходящих на границе электролит – непроводящая среда под воздействием электрического поля;
- в горных породах, обладающих электронной проводимостью (железные руды, некоторые сорта каменных углей), вызванная поляризация возникает в основном за счет электродных процессов, протекающих на границе электролит – проводящая среда.

Для измерения вызванных потенциалов обычно используют четырехэлектродный зонд (например, *АО,04МО,04N5,ОВ*).

Опыт показывает, что в песчано-глинистом разрезе наибольшей вызванной активностью обладают глинистые песчаники и алевролиты. Незаглинизированные пески и песчаники имеют низкую активность. Чистые глины также имеют низкую вызванную активность, обусловленную наличием в них высокоминерализованной воды. Против известняков и доломитов наблюдаются обычно высокие потенциалы вызванной поляризации, обусловленные значительным удельным сопротивлением этих пород. Кривые ВП, отражая содержание глинистого материала в породе, имеют хорошую расчленяющую способность и позволяют получить ряд дополнительных сведений о разрезе. Последнее особенно важно в условиях относительно пресных пластовых вод, где метод СП не дает четких результатов.

3.1.21 Метод токового каротажа

Токовый картаж (ТК) является наиболее простым из методов, направленных на дифференциацию разрезов скважин по электрическому сопротивлению. Ток в цепи электродов AB (рис. 3.16) определяется переменным сопротивлением электрода A , перемещаемого по скважине, а оно, в свою очередь, зависит от сопротивления горных пород, через которые он проходит. В тех случаях, когда сопротивление пород минимальное, а кривая КС идет по значениям, близким к 0, на диаграмме ТК фиксируются максимальные показания, на фоне которых хорошо выделяются все подробности строения низкоомных зон. Границы зон низкого сопротивления определяют по точкам резкого возрастания на кривых ТК.

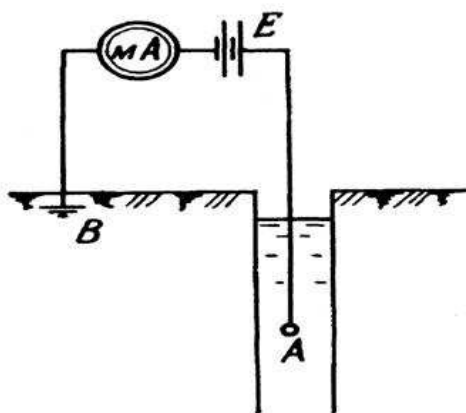


Рис.3.16 Схема токового каротажа

Для детальных электрических исследований рудных зон в СССР был разработан вариант ТК, получивший название метода скользящих (щеточных) контактов – МСК (рис. 3.17), с помощью которого можно исследовать сухие скважины или обычные скважины в интервале выше уровня бурового раствора.

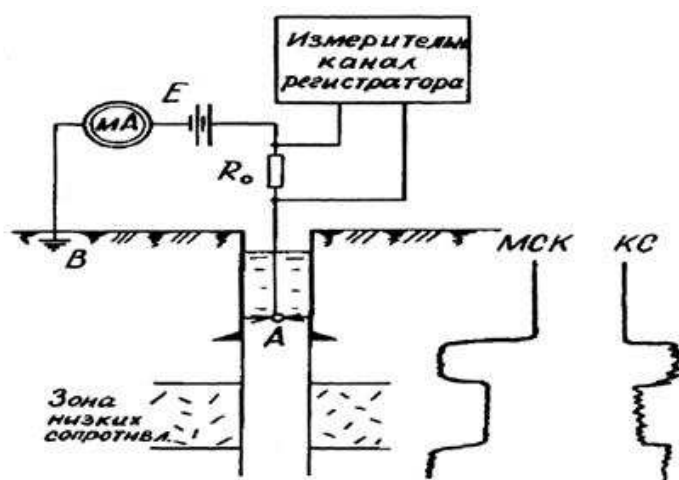


Рис. 3.17 Схема и результаты МСК

Метод МСК непригоден для углеразведочных скважин, поскольку в угольных пластах обычно образуются большие каверны, и концы щеточного электрода не достают до стенок скважин. Для углеразведочных скважин разработан другой вариант ТК, называемый боковым токовым каротажем (БТК). Зонд БТК состоит из центрального электрода A_0 длиной 2 см и 2 экранных электродов $A_{э1}$ и $A_{э2}$ по 75 см каждый, соединенных друг с другом накоротко.

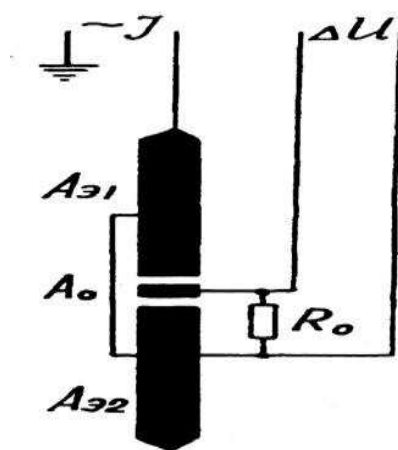


Рис. 3.18 Зонд бокового токового каротажа

Электроды разделены изоляционными промежутками шириной 1–2 см. Электрод A_0 соединен с одним из экранных электродов через резистор $R_0 = 1$ Ом. К этому резистору и подключается регистрирующий прибор. Разность потенциалов, снимаемая с этого резистора, пропорциональна силе тока, стекающего с центрального электрода. Диаграммы БТК четко расчлениют разрез углеразведочных скважин и позволяют выделять в них угольные прослой мощностью 3–5 см.

3.1.22 Метод электродных потенциалов

Метод электродных потенциалов (МЭП) в практике рудного каротажа применяется для разделения аномалий низкого сопротивления по природе проводимости на аномалии с электронной проводимостью (т.е. рудные) и аномалии с ионной проводимостью (т.е. нерудные).

МЭП основан на измерении разности потенциалов между двумя электродами, изготовленными из одного металла. Один из них (скользящий электрод) при этом постоянно касается стенок скважины, другой электрод (электрод сравнения) находится в буровом растворе (рис. 3.19).

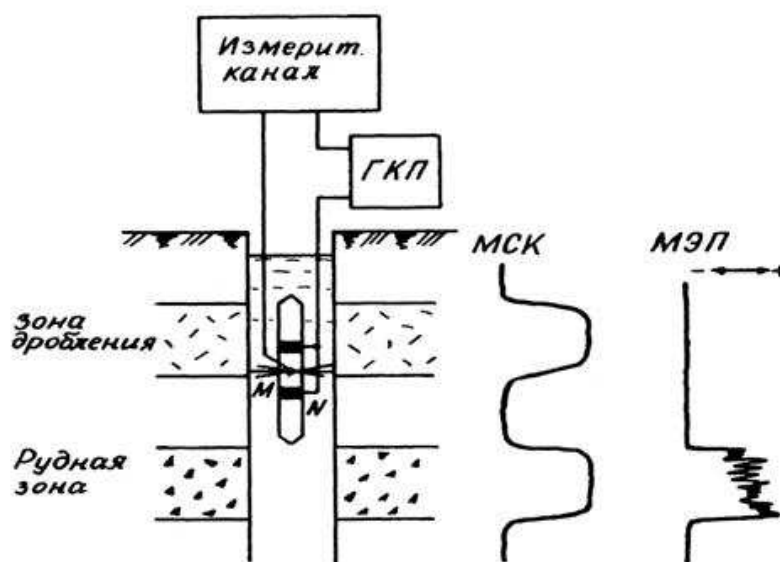


Рис. 3.19 Схема и результаты метода электродных потенциалов

Электрод сравнения в процессе каротажа почти не изменяет свой потенциал, а скользящий электрод приобретает потенциал пород, по которым он перемещается. Поэтому разность потенциалов между электродами в безрудных частях скважин очень невелика и не превышает нескольких десятков милливольт. Большая разность потенциалов наблюдается только в том случае, когда скользящий электрод касается электронного проводника, который по своему электродному потенциалу отличается от электрода зонда. Такими природными электронными проводниками является большинство сульфидов, некоторые окислы, графит и антрацит. Для получения наибольших аномалий электроды зонда МЭП изготавливают из «электроотрицательных» металлов, например, Zn ($e = -0,76 B$) или Fe ($e = -0,44 B$).

Электронные проводники в скважинах отмечаются резкими положительными аномалиями ЭП, а ионные не отмечаются совсем. Амплитуда аномалий ЭП зависит от минерального состава природного проводника. Таким образом, МЭП дает потенциальную возможность не только обнаруживать электродные проводники в разрезе скважин, но и судить об их минеральном составе.

Однако, поскольку величина аномалий ЭП даже для одного и того же минерала не является постоянной и в сильной степени зависит от различных условий: состава и температуры бурового раствора и подземных вод, наличия примесей, размеров электродов и т.п., то метод ЭП не нашел практического применения для определения состава руд. В настоящее время МЭП сохраняет свою роль только в решении вопроса о природе аномалии низкого сопротивления и при уточнении границ рудных подсечений,

которые отбиваются по точкам резкого возрастания аномалий, поскольку скользящий электрод зонда можно считать точечным. На месторождениях электропроводных руд метод МЭП применяют в комплексе с методом МСК и используют для этого один и тот же щеточный зонд, который предварительно дополняют электродом сравнения.

3.2 Методы акустического каротажа

Методы акустического каротажа основаны на изучении свойств горных пород по измеряемым в скважине характеристикам упругих волн звуковых и ультразвуковых частот. Основными видами акустического каротажа (АК) являются каротаж по скорости и каротаж по затуханию, состоящие в измерении в виде непрерывных кривых скорости (интервального времени) распространения и затухания продольной преломленной волны, а также волновой каротаж (ВК), основанный на измерении кинематических и динамических характеристик всего пакета волн. В процессе ВК регистрируют либо распределенную по глубине последовательность волновых картин, каждая из которых представляет собой график изменения сигнала во времени на фиксированной глубине, либо так называемые фазокорреляционные диаграммы, представляющие собой кривые изменения с глубиной времен прихода определенных фаз акустических колебаний.

Основное применение получили методы искусственных акустических полей, в которых изучают распространение волн от излучателя, расположенного в скважинном приборе, однако все большее применение находят методы естественных полей, основанные на изучении колебаний, создаваемые различными естественными и технологическими процессами.

К ним относятся:

- метод изучения шумов при бурении с целью определения характера проходимых пород по спектру колебания инструмента;
- метод определения горизонтальной проекции текущего забоя на земную поверхность путем установления точки с максимумом мощности колебаний на поверхности Земли;
- метод спектральной шумометрии для выявления межпластовых перетоков флюидов за обсадными колоннами;
- метод спектральной шумометрии для выделения нефтегазоотдающих интервалов в скважинах путем регистрации шумов, возникающих при поступлении флюидов в ствол скважины;

– метод спектральной шумометрии для обнаружения негерметичных муфтовых соединений и иных мест негерметичности в обсадных колоннах и т.д.

Физические основы акустического метода

Известно, что средах могут возникать волны двух типов – продольные P и поперечные S . Поперечные волны возникают и распространяются лишь в твердых телах. Скорости распространения волн зависят от плотности и упругих свойств среды (модулей Юнга и сдвига). Скорость V_S в 1,5–2 раза ниже V_P .

При проведении акустических исследований в скважинах наблюдаются упругие волны: прямая гидроволна, отраженная волна, преломленные и поверхностные волны, распространяющиеся по стенке скважины, а также волны, отраженные от границ пластов, трещин и т.д. Преломленные волны – основной объект изучения. Они образуются, если угол падения волны на стенку скважины превышает некоторое критическое значение. Поэтому для наблюдения таких волн необходимо, чтобы длина зонда также превышала некоторое критическое значение. Проще всего определяют при АК время вступления и амплитуда волны (по ним судят о скорости и коэффициенте затухания волн в породе), приходящей к приемнику первой (первое вступление волн).

В обсаженной скважине дополнительно возникает волна Лэмба–Стоунли – St , распространяющаяся по обсадной колонне. Ее амплитуда зависит от степени сцепления колонны с цементным камнем. Чем лучше сцепление, тем легче энергия волны рассеивается в окружающую среду и тем ниже амплитуда волны по колонне. Это явление используют в акустических приборах для *определения качества цементирования скважин*.

Измерение времен и амплитуд отраженных волн позволяет исследовать внутреннюю поверхность обсадной колонны (положение муфт, перфорационных отверстий, дефектов колонны). Аппаратура акустического каротажа на отраженных волнах («акустический телевизор») позволяет получать растровое отображение стенки скважины или обсадной колонны по интенсивности отраженных высокочастотных упругих импульсов.

Данные акустического каротажа в комплексе с другими геофизическими методами дают возможность определить пористость пород, выделить зоны трещиноватости и кавернозности в карбонатном разрезе, уточнить литологию разреза, получить сведения о техническом состоянии скважины.

Простейший скважинный прибор акустического каротажа состоит из двух элементов – излучателя и приемника упругих колебаний. Расстояние L между ними называется *длиной зонда*. Зонды обозначают последовательностью букв I и II (излучатель и приемник), между которыми проставляют расстояния в метрах. Для уменьшения влияния скважины и перекоса прибора в скважине обычно применяют один излучатель и несколько приемников. Расстояние S между приемниками называют *базой* зонда (определяет вертикальную разрешающую способность метода). Исследования скважин акустическими методами базируются на определении времени прохождения продольных волн от источника ультразвуковых колебаний до их приемника или к определению времени прохождения волн между двумя приемниками.

3.2.1 Акустический каротаж по скорости и затуханию

Как показано выше, акустический каротаж по скорости основан на изучении скорости распространения упругих волн в горных породах, вскрываемых скважинами путем измерения интервального времени:

$$\Delta t = (t_2 - t_1) / S [\text{мкс} / \text{м}], \quad (3.6)$$

где, $(t_2 - t_1)$ разность времен вступления на втором и первом приемнике, S – база зонда.

Время пробега Δt упругой волны на единицу длины и ее скорость v_n определяются по разности времен вступления на втором и первом приемниках $(t_2 - t_1)$.

Скорость распространения упругой волны в пласте – v , определяемая при акустическом каротаже, называется пластовой или интервальной и зависит от литологии (упругих свойств) минерального скелета пород, степени их цементации, пористости и характера насыщающей жидкости, а также от разности горного и пластового давлений. Максимальные значения v характерны для ангидритов (6000 м/сек), кристаллических пород (4500–6300 м/сек) и каменной соли (4500–5500 м/сек); минимальные – для воздуха (330 м/сек) и углеводородных газов (метан – 430 м/сек). Низкими скоростями распространения упругих волн характеризуются также нефть (1400 м/сек), вода и буровой раствор (1670–1760 м/сек). Глинам, песчанкам и известнякам соответствуют промежуточные значения v , равные соответственно 1800–2400, 2000–3000 и 2200–5500 м/сек.

Скорость волн зависит не только от минерального состава пород и их насыщения, но и от литологических особенностей пород, их глинистости,

степени сцементированности и других факторов. Так, скорость распространения волн в породе уменьшается, а интервальное время увеличивается с ростом коэффициента пористости $kП$. (Во многих случаях зависимость Δt от $kП$ близка к прямолинейной).

Акустический каротаж по затуханию основан на изучении характеристик затухания упругих волн в породах, вскрываемых скважинами. Энергия упругой волны и амплитуда колебаний, наблюдаемых в той или иной точке, зависят от многих факторов. Основными из них являются: мощность излучателя, расстояние от него до данной точки и характер горных пород. В однородной среде при распространении волны со сферическим фронтом количество энергии, приходящейся на единицу объема, уменьшается пропорционально квадрату расстояния от рассматриваемой точки до излучателя; амплитуда колебаний уменьшается обратно пропорционально этому расстоянию.

При удалении от излучателя энергия волн и амплитуда колебаний уменьшаются вследствие: расхождения энергии во все больший объем неидеально упругой среды (в результате расширения фронта волны при ее движении); рассеивания и дифракции волн на неоднородностях среды; отражения и преломления на границах сред с различными скоростями распространения колебаний. Коэффициент затухания упругих колебаний – α увеличивается с ростом коэффициента пористости горных пород, их глинистости и трещиноватости, а также газоносности пород, увеличиваясь с повышением этих параметров.

Амплитуды A_1 и A_2 акустических колебаний, воспринимаемые приемниками, измеряются в милливольтках, а $\alpha = (1/S)\ln(A_1/A_2)$ – в децибелах. (В некоторых случаях пользуются относительной амплитудой колебаний – отношением амплитуды A регистрируемой волны к наибольшему значению амплитуды против опорного пласта $A_{оп}$, т.е. $A/A_{оп}$. При этом за опорный пласт принимается мощный пласт плотных пород с наибольшей амплитудой $A_{оп}$).

Ослабление и затухание упругих колебаний особенно сильно проявляется при ультразвуковой частоте 15–35 кГц, используемой в акустическом каротаже.

Основной помехой при акустическом каротаже по затуханию является наличие акустического сопротивления при переходе упругой волны на границах: скважинный прибор – промывочная жидкость-порода. Это сопротивление характеризуется сильной изменчивостью и оказывает значи-

тельное влияние на результаты измерений. Так, пузырьки газа растворенного в буровом растворе, в сотни раз увеличивают затухание акустических волн и сигнал до приемника зачастую не доходит.

Кроме того, для получения достоверной информации глубинный прибор акустического каротажа необходимо строго центрировать в скважине с помощью специальных центрирующих приспособлений – центраторов по всему интервалу исследования. Исследованиями установлено, что эксцентриситет прибора не должен превышать 8 мм (при частоте излучаемых колебаний 25 кГц), а перекос прибора – всего 0,4 град.

(Для акустического прибора «СВЛ» фирмы «Schlumberger» эксцентриситет в 10 мм приводит к уменьшению регистрируемой амплитуды акустической волны на 50 %).

3.2.2 Аппаратура акустического метода

Простейший скважинный прибор акустического каротажа состоит из двух элементов – излучателя и приемника упругих колебаний. Расстояние L между ними называется *длиной зонда*. Зонды обозначают последовательностью букв *И* и *П* (излучатель и приемник), между которыми проставляют расстояния в метрах. Для уменьшения влияния скважины и перекоса прибора в скважине обычно применяют один или два излучателя и несколько приемников (рис. 3.20). Расстояние S между приемниками называют **базой** зонда (определяет вертикальную разрешающую способность метода). Исследования скважин акустическими методами базируются на определении времени прохождения продольных волн от источника ультразвуковых колебаний до их приемника или к определению времени прохождения волн между двумя приемниками.

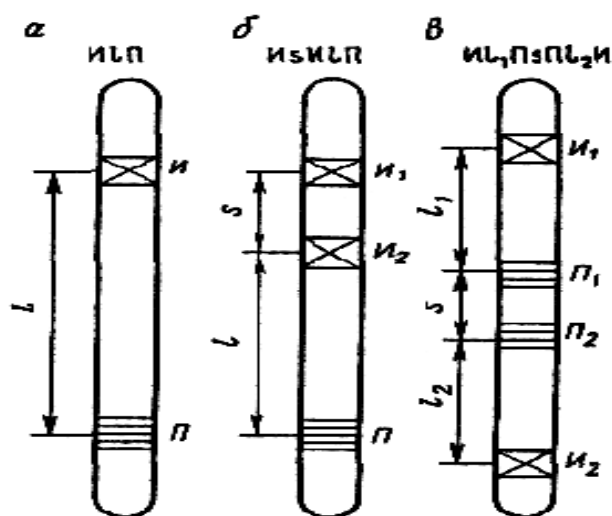


Рис. 3.20 Двухэлементный (а), трехэлементный (б), четырехэлементный (в) зонды

В аппаратуре для изучения упругих свойств горных пород (V_p , V_s , α_p , α_s) обычно используют зонды с тремя элементами и более. *Трех элементов* достаточно, чтобы определить величины Δt (*интервальное время* $\Delta t = 1/V_p$) и α , не искаженные влиянием скважины. При этом регистрируют величины:

$$\Delta t = (t_2 - t_1) / S \text{ и } \alpha = (1 / S) \ln(A_1 / A_2), \quad (3.7)$$

где, t_i – время прихода к приемнику преломленной волны i -го излучателя;
 Δt – ее амплитуда.

Как видно на рисунке 3.21, разность времен прихода волн от двух излучателей равна: $I'_1 I'_2 / V = S / = S \Delta t$ различие ослабления волн, идущих к приемнику от разных излучателей, обусловлено лишь ослаблением на пути I'_1 ; I'_2 , т.е.:

$$A_2 / A_1 = e^{-\alpha S}, \quad (3.8)$$

В качестве *излучателей* в зондах *АК* используют обычно магнитострикционные электроакустические преобразователи, а в качестве *приемников* – пьезоэлектрические. *Магнитострикция* – изменение формы и размеров тела при намагничивании. Она обратима: при удлинении и сокращении магнитострикционных материалов возникает ЭДС. Поэтому их можно в принципе применять и в качестве приемников.

Магнитострикция значительна в ферромагнетиках (железо, никель, кобальт, сплавы Fe с кобальтом-пермендюр и др.). При помещении таких материалов в переменное магнитное поле они меняют свои размеры, оказывают давление на окружающую среду и возбуждают в них упругие колебания. Магнитострикционным излучателям обычно придают форму цилиндров, соосных с кожухом скважинного снаряда и имеющих диаметр, близкий к диаметру последнего. Внутри магнитостриктора имеются каналы для обмотки катушки возбуждения. На обмотку излучателя поддаются импульсы тока от специального импульсного генератора. После подачи импульса тока, магнитостриктор начинает колебаться с собственной частотой, пропорциональной скорости упругих волн в материале магнитостриктора и обратно пропорциональной его диаметру. Амплитуда колебаний скважинных магнитострикционных излучателей обычно несколько микрон, диапазон частот 6–60 кГц. В необсаженных скважинах, а также в цементомерах применяют излучатели на 25 кГц, а для исследования разрезов обсаженных скважин используют более низкие частоты. Применение низкочастотных колебаний способствует увеличению глубинности метода и снижению влияния на показания крепе-

ния скважин колоннами. Однако получать в скважинном приборе излучения с частотой ниже 3–5 кГц не удастся, так как для этого потребовались бы излучатели слишком большого диаметра.

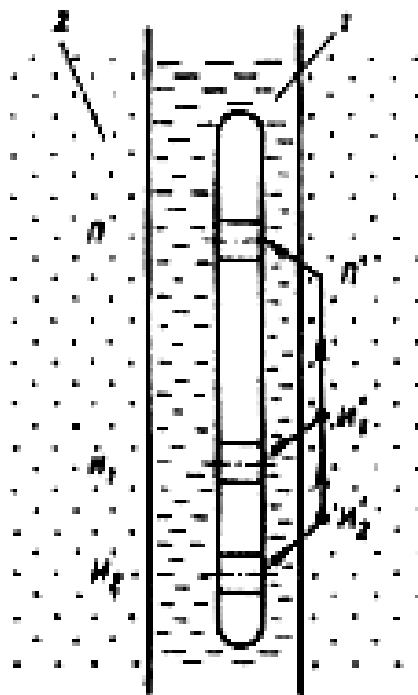


Рис. 3.21 Траектории преломленных волн, регистрируемых трехэлементным зондом, где: 1 – раствор, 2 – порода

Блок-схема аппаратуры акустического метода приведена на рисунке 3.22 и состоит из скважинного прибора I и наземной аппаратуры II, соединенные каротажным кабелем K.

Скважинный прибор предназначен для излучения и приема упругих колебаний, усиления и передачи в линию связи (каротажный кабель) сигналов приемников. В общем случае он содержит один или несколько излучателей (I_1 и I_2), импульсные генераторы Г, вырабатывающие электрические импульсы для возбуждения обмоток излучателей, приемники П (один или несколько) и соответствующее число усилителей У.

Излучатели и приемники разделены акустическими изоляторами, обладающими высоким коэффициентом затухания волн или же большим временем задержки, обеспечивающим приход волн-помех по корпусу прибора к приемнику позже полезных волн. В качестве акустических изоляторов чаще всего, применяют последовательность элементов, изготовленных попеременно из металла и резины.

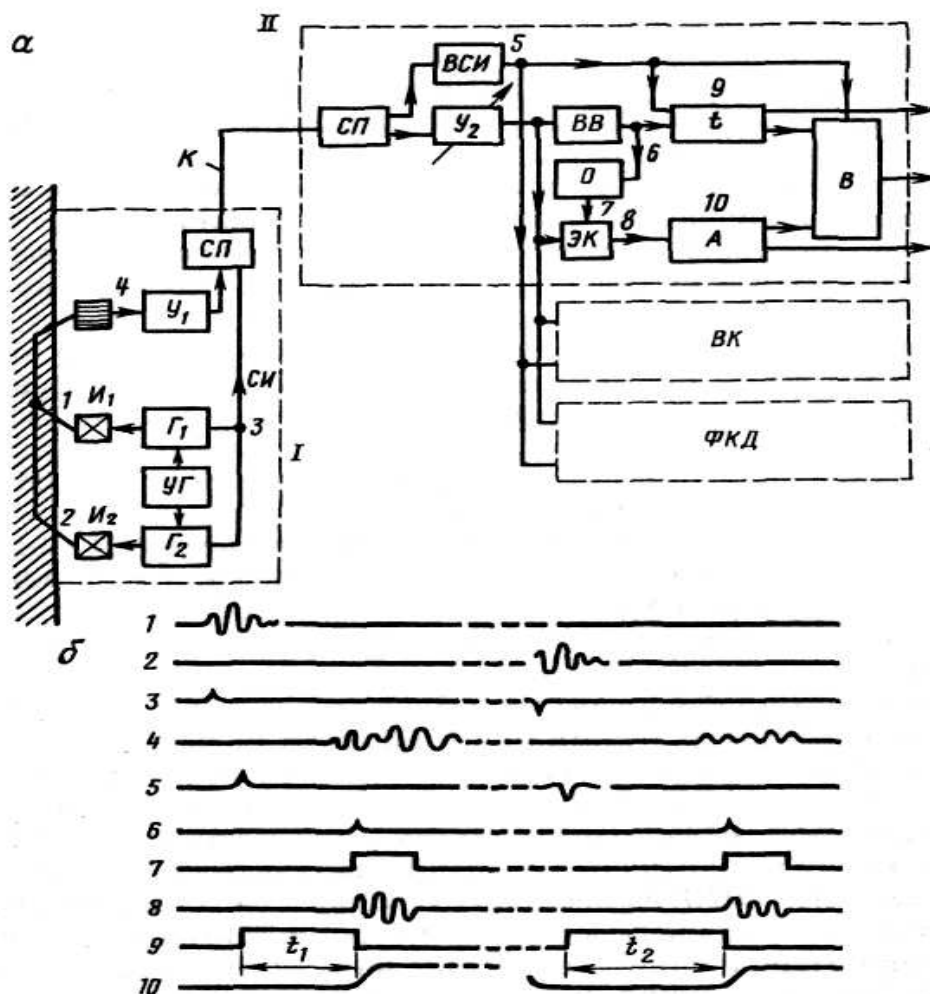


Рис. 3.22 Блок-схема аппаратуры АК (а) и сигналы в ней (б)

Аппаратура АК действует циклами: излучение колебаний первым излучателем – прием сигнала, затем излучение вторым излучателем – прием сигнала и т.д. Циклы повторяются с частотой 25 или 12.5 Гц.

Структура наземной части аппаратуры АК обычно содержит схему присоединения к кабелю СП, блок выделения синхроимпульса ВСИ, усилитель У, блоки выделения первых вступлений волны ВВ, блоки определения времени t и амплитуды волн А. Для вычисления интервального времени Δt по значениям t_1 и t_2 и коэффициента затухания α (или отношения A_1 / A_2) по значениям A_1 и A_2 имеется вычислитель В.

Основные моменты работы аппаратуры АК можно понять из диаграмм (эпюр), приведенных для трехэлементного зонда с двумя излучателями на рисунке. Излучатели $И_1$ и $И_2$ попеременно излучают пакеты волн, изображенные на эпюрах 1 и 2. Моменты их срабатывания определяются схемой управления генераторами УГ. Одновременно с подачей импульсов в обмотку излучателя генератор Γ через схему присоединения к кабелю СП

посылает на поверхность синхроимпульс *СИ*. Синхроимпульсы двух генераторов отличаются друг от друга, например, полярностью, как это показано на эюре 3. При достижении волнами приемника он вырабатывает электрические сигналы (эюра 4), которые после усиления усилителем *У* передаются через схему на кабель и далее на поверхность.

В наземной аппаратуре сигналы от приемника и синхроимпульсы попадают на усилитель *У2* и блок выделения синхроимпульсов *ВСИ*. Блок *ВСИ* не пропускает сигнал приемника, но пропускает синхроимпульсы, которые поступают в блок измерения времени и служат началом отсчета при определении времени прихода волн (эюра 5). Сигналы от приемника, усиленные усилителем *У2*, подаются на блок выделения вступлений *ВВ* который вырабатывает нормализованные импульсы 6, указывающие момент достижения сигналом некоторого порогового значения. Они запускают блок измерения времени *t*. Измеритель времени вырабатывает прямоугольные импульсы 9, начинающиеся в момент прихода синхроимпульса и заканчивающиеся при вступлении волны (при поступлении импульса 6 от блока *ВВ*). Таким образом, длительности импульсов 9 равны временам t_i прохождения волн от излучателей до приемника.

Коммутирующее устройство (на рис. 3. 22 не показано) управляется синхроимпульсами и подает импульсы с выхода блока попеременно на интегрирующие ячейки двух каналов. Они вырабатывают постоянные токи, пропорциональные длительностям импульсов 9, т.е. временам прихода t_2 и t_1 волн от соответствующих излучателей. Регистрируя эти токи, получают (в некотором масштабе) диаграммы изменения t_2 и t_1 по глубине скважины. Сигналы одновременно поступают на вычислитель, где вычисляется их разность, и на третий канал регистратора, регистрирующий диаграмму интервального времени. Сигналы с выхода усилителя *У2* подаются также на вход измерителя амплитуды *А*, предварительно они проходят через электронный ключ *ЭК*, управляемый блоком временного окна *О*. Блок *О* обеспечивает прохождение сигнала к измерителю амплитуд лишь в течение определенного времени (3–4 периода колебаний) после вступления волны (эюры 7 и 8). Блок *А* определяет максимальную (иногда среднюю) амплитуду сигнала в указанном интервале времени. Значения этой величины для двух каналов регистрируются самопишущим устройством (регистратором), а также подаются в вычислитель *В* для вычисления α или A_1/A_2 .

Современные тенденции построения аппаратуры для реализации акустического метода.

Современная аппаратура для реализации акустического метода содержит несколько измерительных каналов, блоки цифровой регистрации полных волновых картин (ВК) от всех приемников и фазокорреляционных диаграмм (ФКД).

Блок ВК позволяет выборочно или заданным шагом по глубине регистрировать полную волновую картину обоих каналов, т.е. зависимости смещений в волне от времени, а также отметку момента срабатывания излучателя и меток времени (рис. 3. 23).

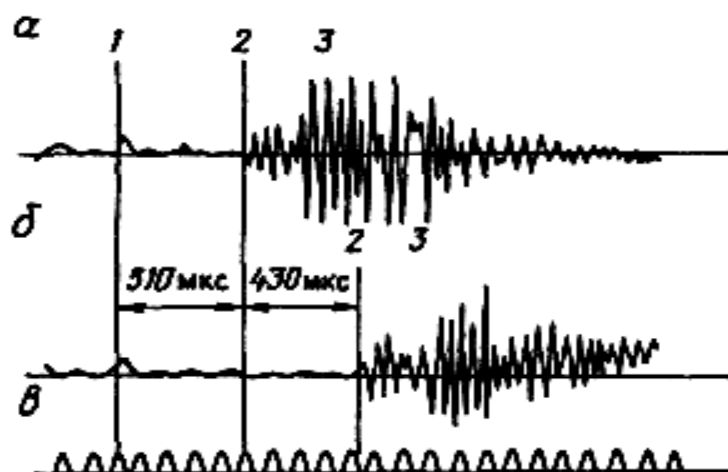


Рис. 3.23 Записи волновых картин:

а – от ближнего излучателя; б – от дальнего излучателя;
в – метки времени (через 100 мкс); 1 – отметка синхроимпульса
(момента срабатывания излучателя); 2 и 3 – вступления волн

Это, в сочетании с обработкой результатов на ЭВМ и применением широкополосных излучателей, позволяет повысить:

- надежность и полноту выделения различных типов волн («волновой акустический каротаж» – ВАК);
- детальность решения традиционных задач акустических методов (определение пористости, выделение трещинных пород, изучение состояния цементного камня) и дает надежду на решение других, более сложных и тонких задач.

Специальные акустические приборы, регистрирующие время прихода и амплитуду волн, отраженных от стенок скважины (или обсадной колонны), позволяют определять:

- диаметры и профиль скважины с помощью акустических каверномеров – профилемеров (рис. 3.24);

– проходное сечение, толщину стенок и повреждения обсадных колонн (акустические телевизоры).

При исследовании этими приборами на стенку скважины направляют короткий импульс высокочастотной (1,5–3,0 МГц) упругой волны от излучателя, а приемник регистрирует отраженную волну. Так, в акустических телевизорах САТ и САТ-4, разработанных в ООО НПФ «Геофизика» и др., излучатель и приемник непрерывно вращаются с помощью электродвигателя вокруг вертикальной оси. Сигнал приемника передается на поверхность и в наземной аппаратуре создается изображение стенок скважины, где достаточно ясно видны трещины, каверны в породах или обсадной колонне.

Зарубежные приборы «СЕТ» и «Digital СЕТ» фирмы «Schlumberger» позволяют определять 8 радиусов и 8 значений толщины стенки труб с помощью 8 акустических датчиков, расположенных по спирали на корпусе скважинного зонда на базовом расстоянии около 610 мм и под углом 45 градусов друг к другу. (Девятый датчик расположен в нижней части скважинного зонда и служит для коррекции результатов измерений при изменении параметров промывочной жидкости).

Каждый датчик располагается на расстоянии около 50 мм от стенки обсадной колонны и непрерывно излучает и принимает короткие высокочастотные импульсы. Диаметр ультразвукового пучка датчиков составляет около 20 мм, поэтому дефекты обсадной колонны меньше этого значения редко выявляются на каротажных диаграммах.

Данные приборы неработоспособны в «сухих» скважинах, исследования затруднены в буровом растворе, имеющем газовую фазу и в случае значительной шероховатости внутренней поверхности обсадной колонны. Опыт работы показал, что выявление повреждений возможно только при тщательной очистке стенок колонны от коррозии, загрязнений парафином и отложений солей.

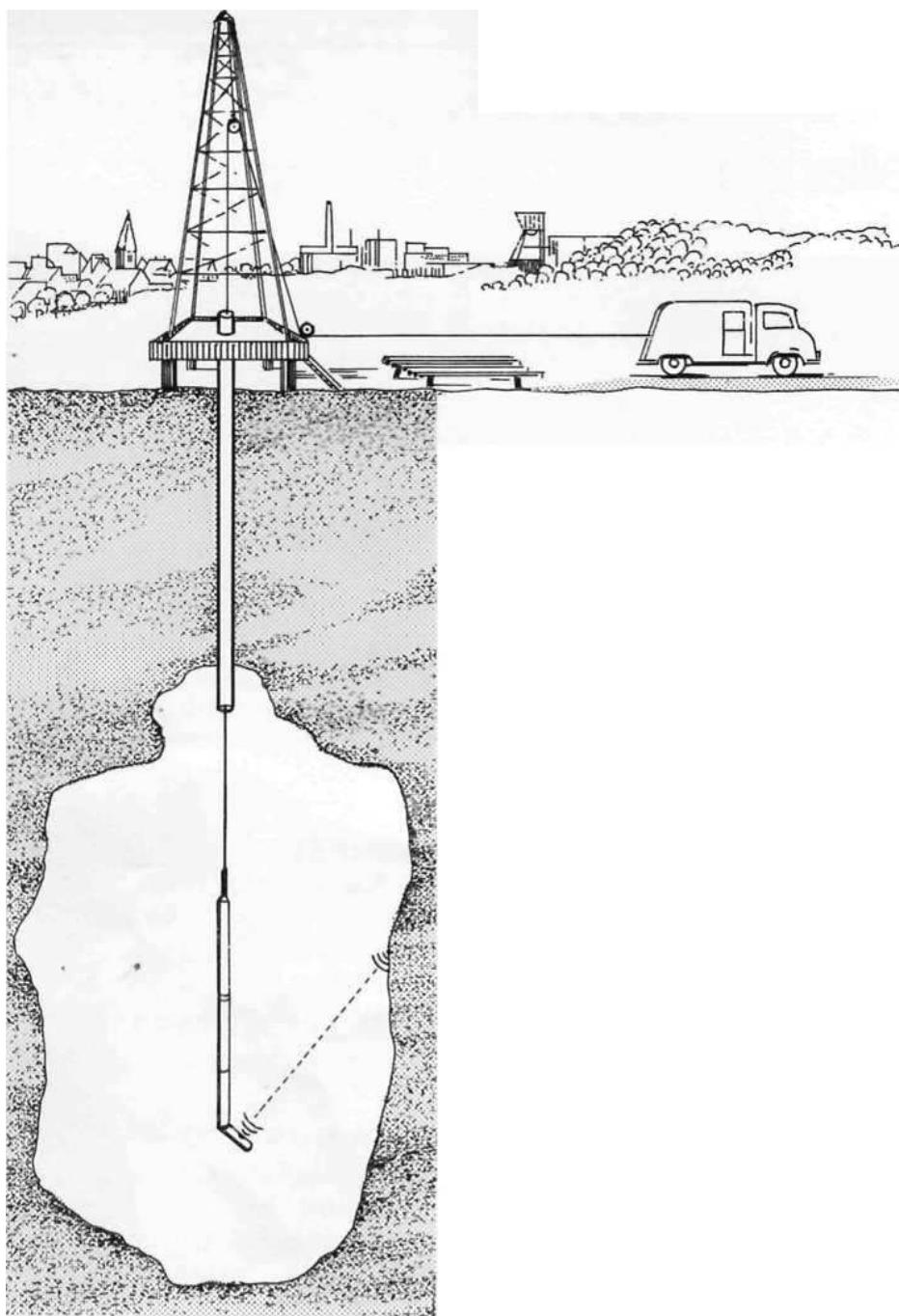


Рис. 3.24 Схема работы акустического каверномера

3.2.3 Метод шумометрии

Метод шумометрии непосредственно характеризует движение флюидов (в колонне труб и в заколонном пространстве). Известно, что измерение уровня и анализ спектра скважинных шумов позволяет:

- выделять интервалы перфорации и оценить его эффективно работающую часть;
- обнаружить негерметичные муфтовые соединения и повреждения обсадных колонн;

– оценить характер насыщения нескрытых перфорацией пластов – коллекторов с различной по составу насыщенностью (нефть, газ или вода) на основе анализа амплитудно-частотного состава регистрируемых сигналов геоакустических шумов) и т.п.

Применительно к газовым скважинам, данный метод имеет серьезные ограничения к применению, основным из которых является большое затухание акустических сигналов в жидкостях, содержащих растворенный газ (что весьма часто имеет место на практике). Другим ограничением к применению метода шумометрии являются шумы механического происхождения, которые образуются при движении скважинного прибора. Основными источниками указанных шумов являются центрирующие приспособления и каротажный кабель, причем максимум их спектральной характеристики находится в информативной части спектра (в диапазоне от 100 до 3000 Гц).

В России (в НПО «Бурение – ВНИИКР нефть») разработана аппаратура акустического каротажа, работающая в пассивном режиме (гидрофон-шумоиндикатор), основанная на регистрации интенсивности шума, вызванного потоком флюида через место негерметичности. Данная аппаратура предназначена для поиска малых негерметичностей в эксплуатационных обсадных колоннах и имеет высокую чувствительность к малым утечкам благодаря соответствующей частотной коррекции в приемно-усилительном тракте.

Однако в практике шумометрии были установлены случаи отсутствия шумового сигнала даже при наличии циркуляции флюида через место негерметичности. Подобные явления объясняются главным образом тем, что поток через дефект обсадной колонны имеет в этих случаях ламинарный характер.

На основе накопленного опыта установлены некоторые особенности проведения ГИС методом спектральной шумометрии:

- измерение характеристик акустических шумов должно производиться по точкам, при полной остановке скважинного прибора (с выдержкой времени, достаточной для успокоения столба жидкости в скважине, колебаний каротажного кабеля и т.п.), поскольку максимум спектральной характеристики шумов механического происхождения находится в рабочем участке диапазона частот;

- при проведении измерений необходимо снизить или по возможности исключить помехи шумового характера (от передвижной электростанции, насосов, агрегатов, компрессора и т.д.);

- время регистрации газо-гидродинамических шумов на каждой точке должно быть не менее 5 минут.

Выбор глубин, на которых производят точечные измерения, должен осуществляться:

- по данным термометрии и кавернометрии (в местах термоаномалий, сужений и расширений открытого ствола скважин);
- по данным акустической и гамма – гамма цементометрии (в зонах дефектов цементирования);
- на границах и в интервалах залегания пластов – коллекторов;
- по данным трубной профилометрии и дефектоскопии (в местах дефектов обсадных колонн);
- в местах установки характерных элементов конструкции эксплуатационной обсадной колонны (переводников, пакеров ПДМ и т.п.).
- на муфтовых соединениях обсадных труб.

3.3 Радиоактивный каротаж

Геофизические методы изучения геологического разреза скважин, основанные на измерении характеристик полей ионизирующих излучений (естественных и искусственно вызванных), происходящих в ядрах атомов элементов, называют радиоактивным каротажем (РК). Наиболее широкое распространение получили следующие виды радиоактивного каротажа: гамма-каротаж, предназначенный для изучения естественного γ -излучения горных пород и нейтронный каротаж, основанный на эффекте взаимодействия с горной породой источников γ -излучения и нейтронов.

Радиоактивность – самопроизвольное превращение ядер изотопов в ядра других элементов. Превращение ядра обычно происходит путем излучения альфа- или бета-частицы (α - и β -распад), реже наблюдается захват ядром одного из электронов оболочки атома (К-захват). Каждый вид распада сопровождается испусканием гамма-квантов. α - и β -лучи – соответственно поток ядер гелия (${}^4_2\text{He}$) и быстрых электронов. Они замедляются при проходе через вещество, затрачивая энергию на ионизацию атомов. Пробег бета-частиц – не более нескольких миллиметров. Пробег альфа-частиц – в несколько раз меньше.

Гамма-лучи представляют поток «частиц» (квантов) высокочастотного электромагнитного излучения наподобие света, но с гораздо меньшей длиной волны, т.е. с большей энергией кванта. Пробег гамма-квантов в веществе – в несколько десятков раз больше пробега для бета-частиц той же энергии.

Энергия гамма-квантов и других ядерных частиц выражается в электрон-вольтах (эВ): $1\text{эВ} = 1,602 \cdot 10^{-19}\text{Дж}$. Энергия α - и β -частиц и гамма-квантов изменяется от долей до 3 МэВ. Так, для урана U^{226} (и образующегося из него Ra) энергия гамма-квантов – $E = 1,76\text{ МэВ}$, для тория $Th^{232} - E = 2,62\text{ МэВ}$, а для $K^{40} - E = 1,46\text{ МэВ}$.

Период полураспада – $T_{1/2}$ – это время, за которое количество радиоактивных изотопов уменьшится в два раза.

$$T_{1/2}^{U^{238}} = 4,5 \cdot 10^9 \text{ лет};$$

$$T_{1/2}^{U^{235}} = 0,713 \cdot 10^9 \text{ лет};$$

$$T_{1/2}^{Th^{232}} = 13,9 \cdot 10^9 \text{ лет};$$

$$T_{1/2}^{K^{40}} = 1,31 \cdot 10^9 \text{ лет};$$

$$T_{1/2}^{Ra^{226}} = 1617 \text{ лет};$$

$$T_{1/2}^{Rn} = 3,85 \text{ дня}.$$

Число ядер радиоактивных элементов уменьшается по закону:

$$N = N_0 e^{-\frac{0,693}{T_{1/2}} t}, \quad (3.9)$$

где, N_0 – число ядер радиоактивного элемента в начальный момент времени, $T_{1/2}$ – период полураспада.

Количественная характеристика радиоактивности вещества – число распадов за единицу времени. Для данного радиоактивного изотопа количество распадов A за 1 с прямо пропорционально числу его атомов N :

$A = \lambda N$, где λ – постоянная распада ($\lambda = 0,693/T_{1/2}$). Чем меньше $T_{1/2}$, тем больше радиоактивность вещества.

Абсолютная радиоактивность (активность) вещества – число распадов в 1 секунду (расп/с). Активность в 1 расп/с носит название беккерель (Бк). Существует внесистемная единица Кюри (Ки), равная активности 1 г ^{226}Ra ($1\text{Ки} = 3,7 \cdot 10^{10}\text{ Бк}$). Энергия и количество гамма-квантов на 1 распад различны для различных изотопов – поэтому величина радиоактивности в беккерелях недостаточна для суждения о гамма-активности вещества. Для ее характеристики еще недавно использовали специальную единицу – миллиграмм – эквивалент радия ($\text{мг}\cdot\text{экв. Ra}$). Вещество имеет активность в 1 $\text{мг}\cdot\text{экв. Ra}$, если его гамма-излучение обладает такой же ионизирующей способностью, что и излучение 1 мг радия после прохождения через платиновый фильтр толщиной 0.5 мм.

Единицы радиоактивности:

$$1 \text{ грамм эквивалента Ra/г} = 3,7 \cdot 10^{10} \text{ распад/с} = 3,7 \cdot 10^{10} \text{ Бк (Беккерель),}$$

$$1 \text{ Ки (Кюри)} = 3,7 \cdot 10^{10} \text{ Бк}.$$

Рентген – такое количество рентгеновского или гамма-излучения, приводящее к образованию в 1 см³ сухого воздуха при нормальных условиях $2,083 \cdot 10^9$ пар ионов обоих знаков ($1 \text{ Р} = 2,083 \cdot 10^9$; $1 \text{ Р/с} = 2,08 \cdot 10^{-4} \text{ А/кг}$).

Закон ослабления плотности потока гамма-излучения от точечного источника выражается:

$$\Phi \approx \frac{Q}{4\pi r^2} e^{-\mu r}, \quad (3.10)$$

где, Φ – плотность потока гамма-квантов на расстоянии r ; Q – общее число квантов, испускаемых источником; μ – суммарное макроскопическое сечение среды для всех процессов взаимодействия гамма-излучения с веществом.

Воздействие гамма-квантов на вещество зависит от их ионизирующей способности. Учитывая это, *интенсивность гамма-излучения* в данной точке пространства принято характеризовать величиной, называемой дозой. Единица дозы – кулон на килограмм (Кл/кг). Доза равна 1 Кл/кг, если в результате ионизации излучением в 1 кг абсолютно сухого воздуха образуются заряды в 1 Кл (каждого знака). Доза, создаваемая в единицу времени, называется *мощностью* дозы. Ее единица 1 А/кг. Внесистемная единица дозы – рентген ($1 \text{ Р} = 2,58 \cdot 10^{-4} \text{ Кл/кг}$) и единица мощности дозы – микро-рентген в час ($1 \text{ мкР/ч} = 71,7 \cdot 10^{-15} \text{ А/кг}$). (Для примера, радиевый источник активности 1 мКи на расстоянии 1 м от него создает в воздухе мощность дозы 850 мкР/ч).

Радиоактивность горных пород обусловлена в основном присутствием в них урана, тория, радиоактивных продуктов их распада и, наконец, калия, один из изотопов которого ⁴⁰K также радиоактивен.

Если не считать урановых и ториевых руд, *наибольшей гамма-активностью обладают* кислые изверженные породы, например граниты, а также глины. По интенсивности гамма-излучения 1 г этих пород эквивалентен $(4 - 6) \cdot 10^{-12} \text{ г } ^{226}\text{Ra}$. *Наименее активны* (менее 10^{-12} г Ra) ультраосновные породы, а среди осадочных пород – чистые разности известняков, песчаников, большинства каменных углей и особенно гидрохимических пород (кроме калийных солей). В осадочных породах, как правило, радиоактивность тем больше, чем выше содержание глинистой фракции. Это позволяет по кривым I_γ различать глины, глинистые и чистые разности известняков, песчаников. (Повышенная радиоактивность глинистых пород объясняется тем, что благодаря большой удельной поверхности они в про-

цессе осадконакопления сорбируют большее количество соединений урана и тория, чем неглинистые породы. Имеет значение и калий, входящий в состав некоторых глинистых минералов).

3.3.1 Гамма-каротаж

Физические основы метода

Гамма-каротаж (ГК) заключается в измерении γ -излучения естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ), содержащихся в горных породах, пересеченных скважиной. Наиболее распространенными ЕРЭ являются: U (и образующийся из него Ra), Th и K .

У магматических пород максимальной активностью отличаются кислые породы (в основном, из-за повышенного содержания калия, в котором содержится около 0,7 % радиоактивного изотопа K^{40}).

Среди осадочных пород наиболее активны глины, обладающие высокой адсорбционной способностью, менее активны песчаники и, наконец, наименьшей активностью обладают известняки и доломиты, а также гидрхимические осадки (гипс, ангидрит, каменная соль). Исключение представляют только калийные соли, отличающиеся повышенной активностью, благодаря содержащемуся в них K .

Гамма-излучение, измеряемое при гамма-каротаже, включает также и так называемое фоновое излучение (фон). Фоновое излучение вызвано загрязнением радиоактивными веществами материалов, из которых изготовлен глубинный прибор, и космическим излучением. Влияние космического излучения резко снижается с глубиной и на глубине нескольких десятков метров на результатах измерений уже не сказывается.

Влияние скважины на показания ГК проявляется:

- в повышении интенсивности γ -излучения за счет естественной радиоактивности колонн, промывочной жидкости и цемента;
- в ослаблении γ -излучения горных пород вследствие поглощения γ -лучей колонной, промывочной жидкостью и цементом.

В связи с преобладающим значением второго процесса влияние скважины сказывается главным образом в поглощении γ -лучей горных пород. Это приводит к тому, что при выходе глубинного скважинного прибора из жидкости наблюдается увеличение γ -излучения. При переходе его из необсаженной части скважины в обсаженную отмечается снижение интенсивности естественных γ -излучений, что вызывает смещение кривых и уменьшение дифференцированности диаграммы.

Считается, что эффективный радиус действия установки гамма-каротажа (радиус сферы, из которой исходит 90 % излучений, воспринимаемых индикатором) соответствует приблизительно 30 см; излучение от более удаленных участков породы поглощается окружающей средой, не достигнув индикатора.

Современные каротажные радиометры обеспечивают возможность не только определения интегральной интенсивности I_γ , но и возможность спектрометрии, т.е. определения энергии поступающих на детектор γ -квантов, что позволяет определить, с каким ЕРЭ связана радиоактивность горной породы. Для этого один канал радиометра настраивают на энергию основной линии γ -излучения $Ra226$ – 1,76 МэВ, другой – на основную линию $Th232$ – 2,6 МэВ и третий – на энергию γ -излучения $K40$ – 1,46 МэВ.

При выполнении ГК важным моментом является соблюдение оптимальной скорости движения скважинного прибора. Скорость каротажа должна быть такой, чтобы при движении детектора против пласта минимальной мощности h показания радиометра успели достичь максимальных значений $I_{пл}$. При более высокой скорости аномалия ГК получается меньшей интенсивности и растянутой по глубине. (В общем случае скорость ГК не должна превышать 360–400 м/час).

Прибор для регистрации ГК может быть совмещен с локатором муфт и стреляющим перфоратором. (Одновременная запись гамма-каротажа и локатора муфт позволяет установить стреляющий перфоратор в нужном интервале с высокой точностью).

Аппаратура и методика гамма каротажа

Как правило, каротажные радиометры являются двухканальными и, кроме канала ГК, содержат еще один канал, предназначенный для одновременной записи еще одной диаграммы – НГК, ГГК или ГНК. Запись показаний производится в единицах мощности экспозиционной дозы излучения (МЭД), выраженных в мкР/час. Схема построения различных скважинных приборов радиоактивного каротажа приведена на рисунке 3.25.

Аппаратура для различных радиоактивных методов исследования имеет много общего. Её основная функция – измерение интенсивности нейтронов или гамма-квантов, и потому она содержит электронные схемы для различных методов исследования, базирующиеся, в общем, на одних и тех же принципах. Главные отличия аппаратуры для различных методов связаны с конструкцией зондов, источника, фильтров и детекторов излучения.

Детекторы излучения – важнейшие элементы радиометров. В качестве детекторов излучения в скважинной аппаратуре применяют газоразрядные или сцинтилляционные счетчики.

Газоразрядные счетчики конструктивно представляют собой цилиндрический баллон, по оси которого натянута металлическая нить, служащая анодом (рис. 3.26). Металлическая боковая поверхность баллона служит катодом. Между катодом и анодом подается постоянное напряжение, равное для разных типов счетчиков от 300–400 В до 2–3 кВ.

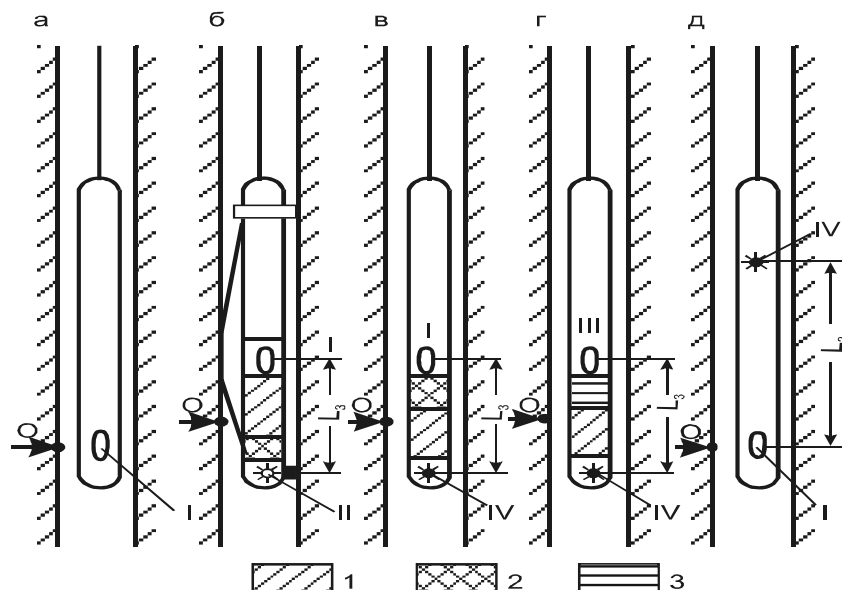


Рис. 3.25 Схема скважинных приборов радиоактивного каротажа, где:
а – ГК; б – ГКК; в – НГК; г – НК (НК-Н или НК-Т); д – АГК;
1 – стальной экран; 2 – свинцовый экран;
3 – парафин (или другой материал с высоким водородосодержанием);
 L_3 – длина зонда; О – точка записи результатов измерений;
I – индикатор γ – излучения; II – источник γ – излучения;
III – индикатор плотности нейтронов; IV – источник нейтронов.

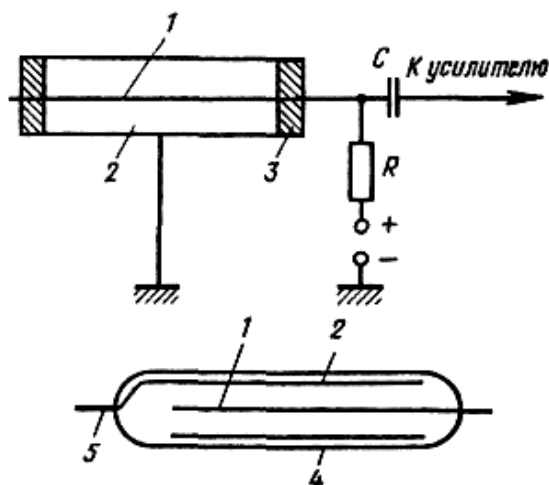


Рис. 3.26 Устройство и схема включения газоразрядного счетчика, где:
1 – анод, 2 – катод, 3 – изолятор,
4 – стеклянный баллон, 5 – электрический вывод катода.

Счетчики для регистрации гамма-квантов заполняются смесью инертного газа с парами высокомолекулярных органических соединений или с галогенами. При взаимодействии гамма-излучения с катодом из него выбивается электрон. Электрон, попадающий в заполненный газом объем счетчика, осуществляет ионизацию газа, т.е., в свою очередь, вырывает электроны из атомов газа, превращая их в положительно заряженные ионы. Эти электроны, называемые *первичными*, ускоренные электрическим полем, по пути к аноду вызывают вторичную ионизацию и т.д. В результате число электронов лавинообразно возрастает, превышая число первичных электронов в тысячи и сотни тысяч раз – в счетчике возникает разряд. При относительно небольшом напряжении общее число электронов пропорционально числу первичных электронов, а, следовательно, энергии ядерной частицы, регистрируемой счетчиком – такие счётчики называются *пропорциональными*. При большом напряжении между анодом и катодом общее число электронов перестает зависеть от числа первичных электронов и от энергии регистрируемой частицы – такие называют счетчиками Гейгера-Мюллера. Преимущество счетчиков Гейгера-Мюллера – большая термостойкость, надежность в работе, менее жесткие требования к стабильности питающего напряжения.

Сцинтилляционный детектор (СД) состоит из сцинтиллятора, сопряженного с фотоэлектронным умножителем (ФЭУ) (рис. 3.27). При падении гамма-кванта в сцинтиллятор происходит возбуждение атомов последнего. Возбужденные атомы испускают электромагнитное излучение, часть которого лежит в световой области. Кванты света от сцинтиллятора попадают на фотокатод ФЭУ и выбивают из него электроны.

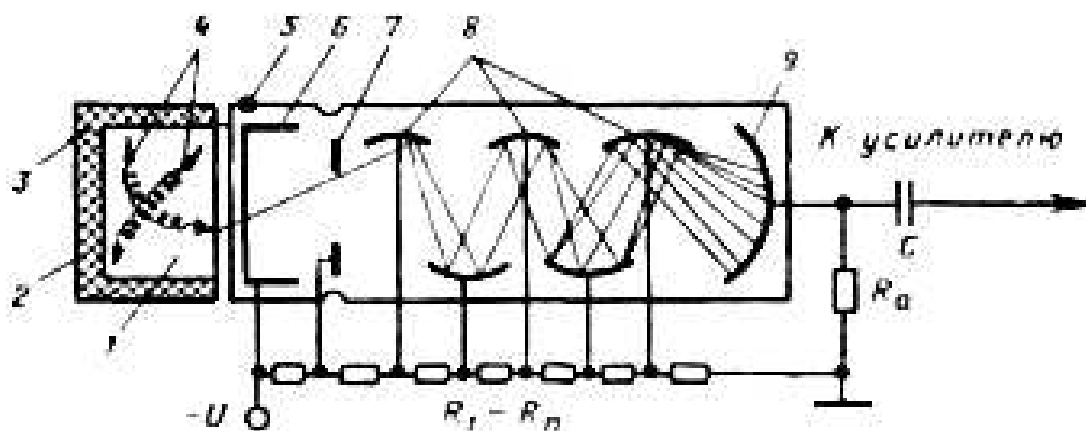


Рисунок 3.27 – Схема сцинтилляционного детектора; где:
1 – сцинтиллятор, 2 – корпус, 3 – отражатель, 4 – фотон, 5 – корпус ФЭУ,
6 – фотокатод, 7 – фокусирующий электрод, 8 – диноды,
9 – собирающий электрод (анод), R_1 – R_N – делитель напряжения.

Фотоэлектронный умножитель кроме фотокатода содержит анод и систему электродов (динодов), размещенную между анодом и катодом. На диноды подается положительное (относительно катода) напряжение от делителя напряжения $R_l - R_N$, при этом чем дальше анод от катода, тем его потенциал выше. В результате электроны, испускаемые фотокатодом при попадании на него света, ускоряются, бомбардируют первый из динодов и выбивают из него вторичные электроны. В дальнейшем эти электроны ускоряются под действием разности потенциалов, приложенной между первым и вторым динодами, бомбардируют второй динод и выбивают из него «третичные» электроны. Так происходит на каждом из динодов, вследствие чего общее количество электронов возрастает в геометрической прогрессии. Общее усиление потока в ФЭУ может достигать 10^6 раз и более. Таким образом, при попадании вспышки света на фотокатод на входе ФЭУ образуется импульс напряжения, через емкость C подаваемый на вход усилителя.

В качестве сцинтилляторов для регистрации гамма-квантов в скважинной аппаратуре используют кристаллы йодистого натрия.

Сцинтилляционный детектор (счетчик) гамма-квантов имеет ряд преимуществ перед разрядным: обладает высокой эффективностью, т.е. регистрирует больше гамма-квантов, проходящих через счетчик (для сцинтилляционного 60–70 % и менее 1–2 % для разрядных счетчиков). Сцинтилляционные счетчики также позволяют определять энергию регистрируемых гамма-квантов. Последнее обусловлено тем, что интенсивность световой вспышки люминофора пропорциональна энергии кванта. Их недостатком является низкий диапазон температур (не выше 100°C), поэтому в глубоких скважинах необходимо их термостатирование.

Интерпретация результатов

Качественная интерпретация диаграмм ГК заключается в литологическом расчленении разреза, которое основано на различии горных пород по их радиоактивности. В общем случае однозначное определение пород по одним лишь диаграммам ГК невозможно и решать эту задачу следует при комплексном использовании диаграмм всех видов каротажа (КС, ПС, НГК, АК и др.).

При количественной интерпретации диаграмм ГК получают исходные данные (мощность рудных интервалов и содержание радионуклида) для подсчета запасов радиоактивных руд. Количественная интерпретация диаграмм ГК основывается на зависимости площади аномалии S от мощ-

ности радиоактивного интервала h и содержания в нем радиоактивного элемента q , выражаемой уравнением:

$$S = K_0 \cdot q \cdot h, \quad (3.11)$$

где, K_0 – коэффициент пропорциональности, определяющий интенсивность γ – излучения пласта. (Величина K_0 зависит от типа и размеров детектора, а также от плотности и $z_{эф}$ руды. Поскольку учесть все эти факторы аналитически весьма сложно, то величину K_0 определяют экспериментально по измерениям на моделях пластов с известным содержанием радионуклида. Например, для урановых руд гидрогенного типа и счетчика МС – 13 $K_0 = 115$ мкР/час на 0,01 % U). Значение площади S в см·мкР/час определяется по замкнутому контуру, ограниченному кривой ГК, осью глубин и контактами пласта.

Определение мощности. Для определения мощности рудного интервала используют способ $1/2 \cdot I_{\gamma}^{\max}$, $4/5 \cdot I_{\gamma}^{\max}$ заданной интенсивности и др. Выбор способа зависит от мощности рудного подсечения, равномерности оруденения и некоторых других факторов.

Определение содержаний естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) производится по формуле:

$$q = S / (100 \cdot K_0 \cdot h) \cdot \%, \quad (3.12)$$

где, h – мощность интервала, м.

Введение поправок. При определении содержаний ЕРЭ необходимо учитывать, что какая-то часть γ –излучения поглощается в буровом растворе и обсадных трубах. Поправка на поглощение в буровом растворе $П_{б,р}$ и обсадных трубах $П_{т,р}$ определяется по одной и той же номограмме, на которой нанесено 2 кривых: одна – для раствора (воды), другая – для железа (обсадных труб).

При определении по ГК содержания U необходимо вводить еще поправку на состояние радиоактивного равновесия между ураном и радием, поскольку сам уран γ -квантов практически не дает, а все γ -излучение идет от радия и продуктов его распада. Состояние радиоактивного равновесия определяют по содержанию в руде U и R_a , которые находят по лабораторным анализам керна.

В скважинах нефтяных и газовых месторождений по диаграммам ГК определяют глинистость коллекторов. На диаграммах ГК проводят одну линию, соответствующую глинам, другую – соответствующую чистым

кварцевым пескам. Величину отклонения 1_γ от этих линий на исследуемом пласте полагают линейно связанной с глинистостью коллектора $C_{гл}$.

3.3.2 Гамма-гамма-каротаж

Гамма-гамма-каротаж (ГГК) заключается в облучении горных пород γ -квантами искусственного источника и измерении рассеянного γ -излучения. Аппаратура ГГК устроена так же, как и аппаратура ГК, но скважинный снаряд дополняется источником γ -квантов (рис.3.28).

Расстояние между центрами детектора и источника называется длиной зонда. Чтобы прямое γ -излучение источника не попадало на детектор, между ними помещают свинцовый экран.

Поскольку рассеянное излучение имеет более низкую энергию, чем прямое, то для уменьшения его поглощения в буровом растворе детектор γ -квантов так же, как и источник, прижимают к стенке скважины, а для уменьшения влияния кавернзности стволов скважин и детектор, и источник обычно размещают в небольшом выносном блоке, прижимаемом к стенке скважины и способном заходить в каверны.

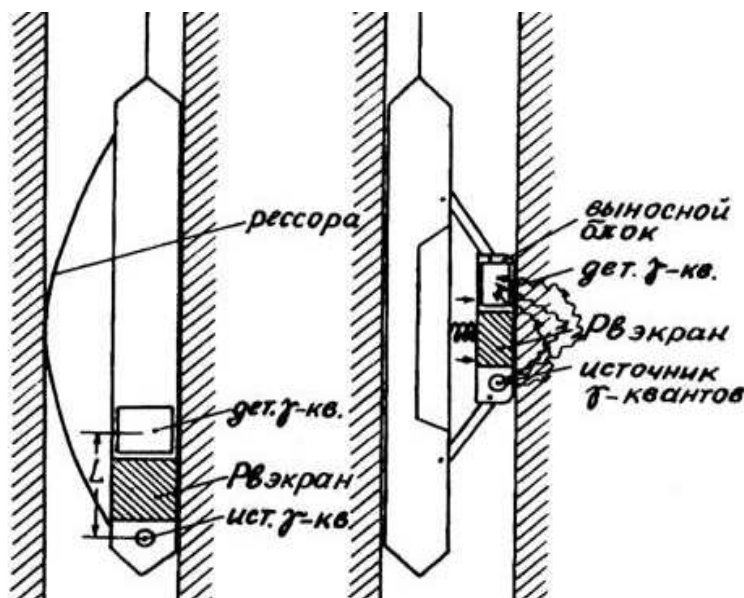


Рис. 3.28 Устройства скважинных приборов для гамма-гамма-каротажа

Процессы взаимодействия γ -излучения с веществом

Существуют 3 основных процесса, которые носят названия фотопоглощения, комптоновского рассеяния и образования пар.

Фотопоглощение (или фотоэффект) заключается в поглощении γ -кванта атомом вещества, при этом его энергия уходит на отрыв электрона от атома и сообщение последнему импульса энергии (рис. 3.29, а).

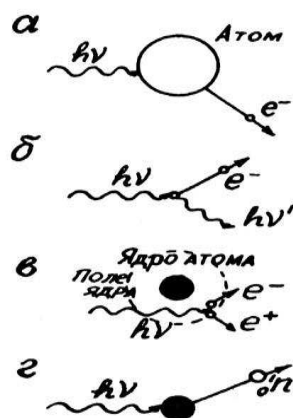


Рис. 3.29 Виды взаимодействия гамма – квантов с веществом, где:
 а – фотоэффект; б – комптоновское рассеяние;
 в – образование пар; г – ядерный фотоэффект

Атом остается возбужденным и переходит в нормальное состояние, испуская фотон рентгеновского излучения. (Фотоэффект наблюдается при самых малых энергиях γ -квантов). Вероятность поглощения τ_f , при фотоэффекте зависит от энергии γ -кванта E_γ и химического состава вещества.

Комптоновское рассеяние – это рассеяние γ -квантов на электронах вещества, в результате которого γ -квант теряет часть своей энергии и меняет направление движения (рис. 3.29, б). Наблюдается Комpton – эффект при более высоких энергиях, условно можно считать $E_\gamma > 0,5$ МэВ.

Вероятность комптон-эффекта τ_γ зависит от сечения комптоновского рассеяния σ_k , которое, в свою очередь, является функцией энергии и атомного номера элемента, и от числа электронов в единице объема вещества n_e .

Образование пар происходит при взаимодействии γ -кванта с полем ядра атома, γ -квант прекращает свое существование, а вместо него образуется пара: электрон и позитрон (рис. 3.29, в). Вероятность этого процесса невелика поскольку ядро занимает лишь небольшую часть объема всего атома и энергия γ -кванта должна быть достаточной для этой реакции ($E_\gamma > 1,02$ МэВ). Процесс образования пар в геофизических методах исследования скважин пока не используют.

Ядерный фотоэффект заключается в поглощении γ -кванта ядром атома, после чего ядро становится возбужденным и переходит в нормальное состояние через испускание нейтрона (рис. 3.29, г).

Нейтрон имеет тепловую энергию. Эта реакция пороговая – энергия γ -кванта должна быть больше энергии связи нейтрона в ядре, а она зависит от массы последнего.

Все рассмотренные процессы в горных породах при облучении их γ -квантами искусственного источника происходят не по отдельности, а совместно. Быстрые γ -кванты исчезают в результате образования пар и замедляются в результате комптоновского рассеяния, рассеянные поглощаются в результате фотоэффекта. Преобладание того или иного процесса зависит от энергии γ -квантов и свойств горной породы – ее плотности и эффективного номера. В зависимости от того, какой из процессов подвергается исследованию, в ГГК выделяют 2 основные разновидности метода: плотностной и селективный γ – γ -каротаж.

3.3.3 Плотностной гамма-гамма-каротаж

Плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П) основан на изучении комптоновского рассеяния γ -квантов в горных породах. Поскольку этот эффект наблюдается при достаточно высокой энергии γ -квантов, то в ГГК-П используют источники с энергией $E_\gamma > 0,5$ МэВ. Такими источниками являются искусственные изотопы Co^{60} , Cs^{137} и естественный ЕРЭ – Ra^{226} , который дает целый спектр γ -квантов с энергиями от 0,35 до 1,76 МэВ.

Область применения. ГГК-П находит применение при исследовании нефтяных, газовых, углеразведочных и рудных скважин.

Плотность породы определяют по результатам плотностного ГГК. При этом аппаратуру градуируют на эталонных образцах с известной плотностью. Современная аппаратура позволяет получать диаграммы ГГК-П, масштаб которых сразу разбит в единицах плотности.

На нефтяных и газовых месторождениях ГГК-П применяют для дифференциации разрезов скважин по плотности и для определения пористости пород – коллекторов. Длина зондов от 20 до 50 см.

ГГК-П применяют также для определения высоты подъема и наличия пустот в цементном камне, поскольку плотность цементного камня $2,2 \text{ г/см}^3$, а жидкости, заполняющей пустоты в нем, $1,0\text{--}1,2 \text{ г/см}^3$.

На месторождениях ископаемых углей ГГК-П применяют для выделения угольных интервалов. Поскольку плотность углей ($\sigma_y = 1,15\text{--}1,75$) г/см^3 намного меньше, чем плотность песчано-глинистых вмещающих пород ($\sigma_{\text{вм}} = 2,5\text{--}2,7$) г/см^3 , то над угольными интервалами интенсивность рассеянного γ – излучения значительно повышается. Границы угольных пластов определяют по правилу полумаксимума аномалии.

3.3.4 Селективный гамма-гамма-каротаж

Селективный гамма-гамма-каротаж (ГГК-С, он же Z-ГГК) основан на изучении фотопоглощения γ -квантов в горных породах. Поскольку этот эффект превалирует при низкой энергии γ -квантов, в ГГК-С используют источники с энергией $E_\gamma < 0,5$ МэВ. Такими источниками являются искусственные радионуклиды: Se^{75} и Hg^{203} . Длина зонда 10–20 см.

Область применения. ГГК-С применяется, главным образом, на угольных и рудных месторождениях.

На угольных месторождениях ГГК-С используют для определения зольности углей. Чистый уголь имеет $Z_{эф} \approx 6$, поскольку состоит из углерода. Негорючий остаток углей (зола) состоит, в основном, из кремнезема и глинозема с примесью окислов железа, $Z_{эф}$ золы составляет 12–13 единиц. Между зольностью углей A^c и их $Z_{эф}$ существует функциональная зависимость. Поскольку метод ГГК-С чувствителен к малейшим изменениям $Z_{эф}$ среды, то по его результатам можно оценить зольность ископаемых углей.

На рудных месторождениях метод ГГК-С применяют для выделения рудных интервалов в разрезах скважин. При измерении спектра рассеянного γ -излучения можно определить, каким элементом вызвано поглощение, т.е. возможно изучение вещественного состава руд.

На нефтяных и газовых месторождениях метод ГГК-С находит применение пока только при дефектоскопии обсадных колонн.

3.3.5 Нейтронный каротаж (стационарные нейтронные методы)

При нейтронном каротаже изучаются характеристики нейтронного и γ -излучений, возникающих при облучении горных пород источником нейтронов. В промышленности применяются стационарные и импульсные нейтронные методы исследования скважин. К стационарным относятся: нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтрон – нейтронный каротаж по тепловым (НК-Т) и надтепловым (НК-Н) нейтронам.

Стационарные источники нейтронов содержат *смесь порошков бериллия с радиоактивным веществом*, испускающим альфа-частицы (например, полоний, плутоний). При бомбардировке ядер атомов бериллия альфа-частицами радиоактивного вещества происходит ядерная реакция:



где, через 1_0n обозначен нейтрон.

Эти источники представляют герметические ампулы и называются ампульными, дают быстрые нейтроны с энергией 11 МэВ; максимумы распределения по энергии приходятся на 3 и 5 МэВ. Интенсивность таких источников составляет не менее $(3 \pm 4)10^{-6}$ нейтрон/с, для чего активность Ро или Ри должна быть порядка 10^{11} Бк.

Нейтронный источник другого типа – *генератор нейтронов*. Титановая или циркониевая мишень с растворенным в ней изотопом водорода тритием (${}^3_1\text{H}$) бомбардируется дейтонами (ядрами тяжелого водорода ${}^2_1\text{H}$), ускоренными линейным ускорителем под напряжением около 10^5 В. По реакции ${}^3_1\text{H} + {}^2_1\text{H} = {}^4_2\text{He} + {}^1_0\text{n}$ образуются нейтроны с энергией 14 МэВ. Более высокая энергия нейтронов и монохроматизм излучения являются преимуществом таких генераторов. Другое преимущество – возможность выключения источника, что повышает безопасность работ и позволяет доводить его интенсивность до $10^8 - 10^9$ нейтрон/с.

Источники третьего типа – некоторые *изотопы трансурановых элементов*, например, калифорния (${}^{252}\text{Cf}$), претерпевающие интенсивное самопроизвольное деление ядер с испусканием нейтронов.

Будучи электрически нейтральными, нейтроны не испытывают действия электронной оболочки и заряда ядра, поэтому обладают большой проникающей способностью. Кроме того, при соударении с ядрами они вызывают разнообразные ядерные реакции, что делает их весьма полезными при изучении ядерного, а, следовательно, и химического состава горных пород.

3.3.6 Нейтронный гамма-каротаж (НГК)

Метод НГК является одним из ведущих методов исследования скважин нефтяных и газовых месторождений. В комплексе с другими методами нейтронный гамма-каротаж применяется для литологического расчленения разрезов скважин, выделения коллекторов, оценки пористости, отбивки водонефтяного и газонефтяного контактов и т.п.

В нейтронном гамма-каротаже измеряется искусственно вызванное гамма-излучение горных пород. Для возбуждения этого излучения стенки скважины бомбардируют нейтронами. НГК основан на измерении характеристик поля γ -излучения, возникающего под действием внешнего источника нейтронов.

Скважинный прибор НГК включает в себя источник нейтронов и детектор гамма-излучения. В качестве источников нейтронов в России

применяют обычно ампулы, заполненные смесью порошкообразного бериллия и какой-либо соли полония. Ро–Ве источник дает около $2 \cdot 10^6$ нейтронов в секунду на 1 г полония и примерно столько же гамма-квантов. Большая часть нейтронов – быстрые, с энергиями от 3,5 до 6 МэВ.

Поскольку нейтроны не имеют электрического заряда, проникающая способность их очень велика. Сталкиваясь с ядрами атомов горных пород, нейтроны теряют часть своей энергии и замедляются. При этом большая часть кинетической энергии теряется при соударении с ядрами легких атомов, главным образом, водорода. После примерно 25 соударений с ядрами водорода нейтроны замедляются до «тепловых» энергий (около 0,025 эВ) и диффундируют через породы, пока не будут захвачены. Тепловые нейтроны могут захватываться ядрами всех элементов, кроме He. Низкие сечения захвата тепловых нейтронов имеют O и C. Аномально высокие сечения захвата у таких элементов, как T, Cd, B, C1 и некоторых других. Акт захвата теплового нейтрона сопровождается испусканием γ -квантов, которые образуют так называемое γ -излучение радиационного захвата (ГИРЗ). Часть этих γ -квантов фиксируется детектором в скважинном снаряде НГК.

Кроме радиационного гамма-излучения ($I_{\text{п}\gamma}$), детектор будет фиксировать также и гамма – кванты другого происхождения. Суммарную зарегистрированную интенсивность гамма – излучения можно представить в виде ряда:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{п}\gamma} + I_{\gamma} + I_{\text{ф}} + I_{\gamma\gamma}, \quad (3.14)$$

где, I_{γ} – естественное гамма – излучение пород; $I_{\text{ф}}$ – фоновое гамма – излучение источника нейтронов; $I_{\gamma\gamma}$ – гамма – излучение источника, претерпевшее комптоновское рассеяние в породах и обсадных трубах скважины.

Общая величина γ -излучения, регистрируемая при НГК, складывается из трех компонентов:

- 1) интенсивности γ -излучения $I_{\text{нгк}}$, возникающего в результате радиационного захвата ядрами породы;
- 2) γ -излучения $I_{\text{ггк}}$ источника нейтронов, которое воздействует на индикатор непосредственно или вследствие облучения стенок скважины γ -лучами, часть которых рассеивается породой в направлении индикатора;
- 3) естественного γ -излучения $I_{\text{гк}}$, обусловленного естественной радиоактивностью породы.

Для выделения исследуемой составляющей I_{ny} приходится прибегать к уменьшению влияния остальных составляющих $I_y, I_\phi, I_{\gamma\gamma}$. Для уменьшения влияния естественной радиоактивности I_y выбирают, с одной стороны, мощность источника нейтронов такой, чтобы вызванное им гамма-излучение было, по крайней мере, на порядок больше естественного. С другой стороны, уровень естественной радиоактивности может быть учтен вычитанием показаний ГК из диаграмм НГК.

Для ослабления фонового гамма-излучения источника I_ϕ между источником и детектором располагают мощный свинцовый экран. Для поглощения мягкого рассеянного излучения $I_{\gamma\gamma}$ детектор излучения помещают в стальную гильзу (рис. 3.30). Выделенная таким образом составляющая I_{ny} зависит, в основном, от содержания водорода в исследуемой среде. Когда скважинный снаряд проходит через формации с высоким содержанием водорода (в составе воды или нефти и газа), уровень наведенного гамма – излучения будет низким, т.к. большинство нейтронов будет замедлено и поглощено в непосредственной близости от источника и только некоторые из гамма-квантов смогут достичь детектора и будут зарегистрированы.

Если породы содержат мало водорода или не содержат вообще, нейтроны успевают распространиться далеко от источника прежде, чем они будут замедлены и захвачены.

При длине зонда 0,6 м и выше большая часть нейтронов будет поглощена где-то вблизи детектора гамма-излучения, и на диаграммах НГК будет наблюдаться высокий уровень интенсивности ГИРЗ.

При исследованиях зондами, длина которых L_z более 40 см, плотность нейтронов в среде с большим водородосодержанием в зоне размещения индикатора мала, поскольку в такой среде нейтроны замедляются и поглощаются в основном вблизи источника. В результате породы с высоким водородосодержанием отмечаются на диаграммах НГК низкими показаниями.

В малопористых породах с низким водородосодержанием плотность нейтронов вблизи индикатора увеличивается, что вызывает повышение интенсивности показаний НГК. По нейтронным свойствам осадочные горные породы можно разделить на две группы – большого и малого водородосодержания.

К первой группе относятся: глины, характеризующиеся высокой влагоемкостью (пористостью) и содержащие значительное количество минералов с химически связанной водой (водные алюмосиликаты), гипсы, отличающиеся малой пористостью, а также некоторые очень пористые и проницаемые

песчаники и карбонатные породы. При измерениях большими зондами ($L_3 \geq 40$ см) на диаграммах эти породы отмечаются низкими показаниями.

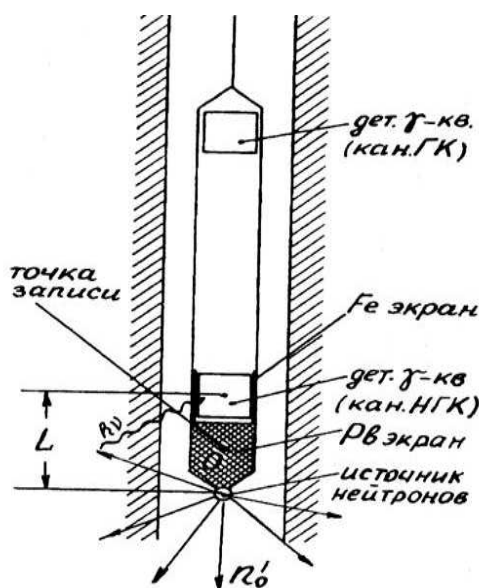


Рис. 3.30 Устройство зонда нейтронного гамма-каротажа

Во вторую группу пород входят – плотные известняки и доломиты, сцементированные песчаники и алевролиты, на диаграммах нейтронного гамма – каротажа эти породы выделяются высокими показаниями.

Против других осадочных пород (песков, песчаников, пористых карбонатов) показания НГК зависят от их глинистости и содержания в них водорода (насыщенности водой, нефтью и газом). Нефть и вода содержат почти одинаковое количество водорода, поэтому нефтеносные и водоносные пласты с малым содержанием хлора отмечаются приблизительно одинаковыми значениями НГК. Газоносные пласты в обсаженной скважине отмечаются на кривой НГК более высокими показаниями, чем такие же по литологии и пористости нефтенасыщенные пласты.

Интерпретация результатов НГК

Метод НГК дифференцирует породы по водородосодержанию. Как известно, среди осадочных пород наибольшее количество водорода содержат глины в составе химически связанной и поровой воды. Общее содержание воды в глинах может достигать 44 %. Поэтому на диаграммах НГК глины выделяются самыми низкими значениями и представляют собой надежный «базовый» или опорный горизонт.

Самые же высокие уровни радиационного гамма – излучения наблюдаются против плотных малопористых известняков, которые могут служить другим опорным горизонтом, с минимальной пористостью ($K_n \approx 1\%$).

Песчаники и пески не содержат химически связанной воды, вследствие чего даже самые пористые из них отмечаются более высокими значениями НГК, чем глины. Среди гидрохимических осадков наименьшими значениями I_{ny} выделяются гипсы благодаря высокому (до 48 %) содержанию кристаллизационной воды, наибольшими – ангидриты.

Уровень записи I_{ny}^x над пластом-коллектором (песчаник) занимает промежуточное положение между глинами и известняками и зависит от пористости и глинистости коллектора.

Определение границ и мощностей пластов. Контакты и мощности пластов в НГК определяются так же, как и в ГК, главным образом, по правилу полумаксимума аномалии.

Определение коэффициента пористости. Поскольку показания НГК зависят от полного водородо-хлоросодержания породы, включая содержание кристаллизационной воды и воды, адсорбированной глинистой частью породы, то наиболее точные результаты по определению пористости получаются в карбонатных отложениях. При количественной интерпретации диаграмм НГК величина интенсивности I_{ny} , снятая против изучаемого пласта, непосредственно не используется. Причиной этого являются отсутствие строгой эталонировки радиометров и наличие сторонних излучений от самого источника нейтронов и рассеянного гамма-излучения, которые очень трудно учесть полностью.

3.3.7 Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (ННК-Т) и надтепловым нейтронам (ННК-Н)

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т) заключается в измерении плотности потока тепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника.

При постоянной длине зонда плотность потока тепловых нейтронов ($E_{пТ} - 0,025$ эВ) зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды, т.е. от водородосодержания и наличия элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов. Таким образом, ННК-Т дает такие же результаты, как и метод НГК. На диаграммах нейтронного каротажа по тепловым нейтронам, водородосодержащие пласты выделяются так же как и на кривых НГК, низкими значениями, малопористые пласты – более высокими значениями. Однако на показания ННК-Т значительное влияние оказывают элементы, обладающие большим сечением захвата тепловых нейтронов, поэтому ННК-Т

весьма чувствителен к содержанию хлора и получаемые результаты сильно зависят от минерализации промывочной жидкости и пластовой воды.

При работе с большими зондами, чем больше в среде содержание водорода, тем меньше I_{nnT} . С повышением содержания нейтронопоглощающих элементов (TR, Cd, B, Hg, Mn, C1) I_{nnT} падает при любой длине зонда.

В качестве детекторов тепловых нейтронов используют пропорциональные газоразрядные счетчики или сцинтилляторы 2п8, активированные Cu или Ag.

При исследовании нефтяных и газовых скважин используют зонды ННК-Т длиной 30–50 см. Учет скважинных условий и количественная интерпретация производится по аналогии с НГК.

При исследовании нефтяных и газовых скважин хорошие результаты дает *многозондовый нейтрон-нейтронный каротаж* (МННК). В скважинном приборе МННК измерение нейтронного потока производят с помощью двух или нескольких детекторов, расположенных на разном расстоянии от источника. Длина малого зонда составляет 30–40 см, а большого – 60–70 см.

Отношение A характеризует скорость спада плотности нейтронов при удалении от источника, а она возрастает с увеличением водородосодержания и, следовательно, пористости пород при их неизменной литологии и постоянстве скважинных условий.

Надтепловыми считаются нейтроны с энергией от 100 эВ до 20 кэВ. Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (ННК-НТ) заключается в измерении плотности потока надтепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника.

Плотность потока надтепловых нейтронов определяется, главным образом, замедляющими свойствами среды, т.е. ее водородосодержанием, и практически не зависит от ее поглощающих свойств (от содержания элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов). В этом заключается преимущество ННК-НТ перед ННК-Т и НГК.

Детекторами надтепловых нейтронов служат бор-фтористые газоразрядные и сцинтилляционные счетчики тепловых нейтронов ЛДН, окруженные парафин-борным фильтром.

Поскольку в среде, где размещается детектор, существуют и надтепловые, и тепловые нейтроны, бор, содержащийся в фильтре, поглощает тепловые нейтроны, поступающие на счетчик, а парафин, в котором со-

держится много водорода, замедляет надтепловые до тепловых энергий, которые затем попадают на счетчик и регистрируются им. В ННК-НТ так же, как и в других нейтронных методах, могут использоваться как большие (заинтересованные), так и малые (доинверсионные) зонды.

Для нейтрон-нейтронного каротажа характерна небольшая глубинность исследования, которая в зависимости от свойств пород и их водородосодержания составляет от 20 до 30 см (уменьшаясь с ростом водородосодержания). Наименьшая глубинность характерна для ННК-НТ, т.к. область распространения надтепловых нейтронов меньше, чем тепловых.

Обсадная колонна поглощает тепловые и надтепловые нейтроны, занижая данные ННК-Т и ННК-Н: 1-поглощением колонной значительной части γ -излучений, поступающих из породы.

3.3.8 Импульсный нейтронный каротаж (ИНК)

В этом методе горные породы облучают кратковременными потоками быстрых нейтронов и изучают результаты их взаимодействия с окружающей средой. При этом в качестве источника излучения используют скважинный генератор нейтронов, основную часть которого составляет нейтронная трубка, в которой титановая или циркониевая мишень с растворенным в ней изотопом водорода тритием (${}^3_1\text{H}$) бомбардируется дейтонами (ядрами тяжелого водорода ${}^2_1\text{H}$), ускоренными линейным ускорителем под напряжением около 10^5В . По реакции ${}^3_1\text{H} + {}^2_1\text{H} = {}^4_2\text{He} + {}^1_0\text{n}$ образуются нейтроны с энергией 14 МэВ. Более высокая энергия нейтронов и монохроматизм излучения являются преимуществом таких генераторов. Другое преимущество – возможность выключения источника, что повышает безопасность работ и позволяет доводить его интенсивность до 10^8 – 10^9 нейтрон/с.

При импульсном облучении процессы замедления быстрых и диффузии тепловых нейтронов происходят последовательно и могут быть исследованы раздельно в зависимости от времени задержки. Плотность потока тепловых нейтронов сначала увеличивается за счет замедления быстрых нейтронов и через 10–100 мкс достигает максимума, а затем уменьшается за счет того, что тепловые нейтроны начинают диффундировать вдоль оси скважины, а из скважины – в пласт и поглощаться. Время замедления быстрых нейтронов (10 – 10^2 мкс) характеризует замедляющие свойства, т.е. водородосодержание горных пород, а время диффузии тепловых нейтронов (10^2 – 10^4 мкс) определяется и водородосодержанием, и наличием ядер с большим сечением захвата тепловых нейтронов (например, Cl в пластовых водах).

Поскольку время жизни тепловых нейтронов в пласте больше, чем в скважине (из-за большего количества водорода), то, спустя некоторое время после испускания импульса, количество тепловых нейтронов в скважине становится меньше, чем в пласте, и они начинают диффундировать из пласта в скважину. С увеличением времени задержки детектор регистрирует все меньшее количество тепловых нейтронов, но эти нейтроны представляют наибольший интерес, т.к. они идут из наибольшей глубины пласта.

Длительность потока нейтронов зависит от времени подачи напряжения на анод и составляет обычно от 10 до 20 мкс. Длительность нейтронного импульса обозначают Δt , а интервал времени между импульсами – t . Частота следования импульсов – от 10 до 500 Гц. Через некоторое время после испускания импульса, называемое временем задержки t_3 , производят измерение плотности потока нейтронов или продуктов их взаимодействия с веществом в среде в течение какого-то интервала времени замера $\Delta t_{зам}$. Изменяя время задержки при постоянном $\Delta t_{зам}$, можно получить зависимость плотности нейтронов (тепловых или надтепловых) или интенсивности радиационного γ -излучения от времени задержки. Таким образом, ИНК позволяет исследовать не только пространственно-энергетическое, но и временное распределение нейтронов в среде и, следовательно, более полно изучить нейтронные характеристики горных пород.

Импульсный нейтронный каротаж возможен в вариантах ИННК-НТ, ИННК-Т, ИНГК и ИНГК-С (со спектрометрией ГИРЗ).

В настоящее время получили наибольшее распространение две модификации импульсных нейтронных методов – с регистрацией тепловых нейтронов (ИННК-Т) и гамма-квантов радиационного захвата (ИНГК). Регистрация нейтронов (и гамма-квантов) в этих методах осуществляется в интервале между двумя импульсами источника через некоторое время задержки t после каждого импульса. Быстрые нейтроны замедляются до тепловой энергии и при дальнейшей диффузии поглощаются ядрами среды. Регистрируя тепловые нейтроны (ИННК-Т) или гамма-кванты (ИНГК) при двух значениях времени задержки или более, можно определить среднее время жизни тепловых нейтронов в горной породе τ , которое позволяет судить о концентрации элементов, имеющих высокое сечение поглощения тепловых нейтронов (рис. 3.31).

Импульсный нейтронный каротаж в разновидности ИННК применяют при исследовании скважин в условиях низкой минерализации пласто-

вых вод (до 0,3 % объемного содержания NaCl в породе), а метод ИНГК – для изучения действующих скважин в условиях высокой минерализации пластовых вод.

Измерения при ИННК-Т (ИНГК) выполняют либо при движении прибора по стволу скважины (и в результате получают непрерывные диаграммы для двух-трех каналов с различными значениями времени задержки), либо иногда при неподвижном приборе (на точках) для повышения точности.

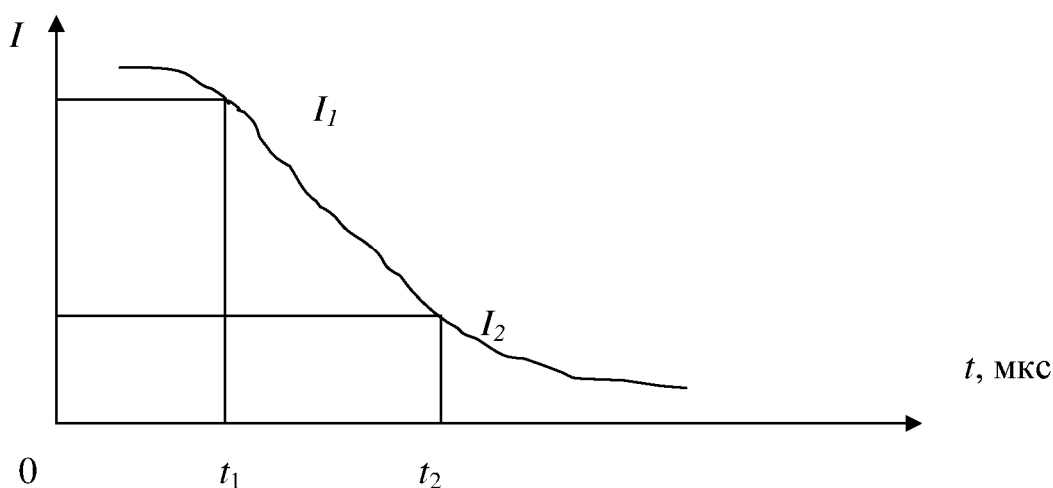


Рис. 3.31 Распределение плотностей тепловых нейтронов во времени при ИННК-Т

Количественное определение τ получают по формуле (предполагается, что ширина «окон» Δt в обоих каналах одинакова):

$$\tau = (t_2 - t_1) / (\ln I_1 - \ln I_2), \quad (3.15)$$

где, t_1 и t_2 – время задержки для двух каналов; I_1 и I_2 – показания для тех же каналов.

Разработана аппаратура и для непрерывного вычисления τ в процессе замеров и получения непосредственно диаграмм изменения τ по стволу скважины. В случае измерений на точках (с неподвижным прибором) интенсивность нейтронов или гамма-квантов обычно определяют при большом числе значений времени задержки t_i ($i = 1, 2, \dots$) и строят график зависимости логарифма показаний $\ln I$ от t . Такой график позволяет точнее определить значение τ как величину, обратную коэффициенту наклона кривой $\ln I = f(t)$ при больших I .

Оба импульсных метода дают примерно одинаковые результаты. При ИНГК влияние скважины несколько меньше, чем при ИННК-Т, но преимуществом последнего является отсутствие влияния естественного гамма-

излучения, доля которого при ИНГК на больших временах задержки значительна. *Точка записи* зонда ИННМ и ИНГМ совпадает с серединой детектора.

Применение импульсного нейтронного каротажа.

С помощью ИНК решаются разнообразные геологические задачи. На нефтяных и газовых месторождениях это – литологическое расчленение разрезов, определение положения ВНК, ГНК, ГВК, как в разведочных, так и в эксплуатационных скважинах; на рудных – определение содержания элементов с повышенными нейтронными свойствами.

В нефтяных скважинах методом ИННК-Т применяют как непрерывные, так и поточечные измерения. При непрерывных записывают одновременно, как минимум, две диаграммы плотности потока тепловых нейтронов с разным временем задержки при постоянном $\Delta\tau_{\text{зам}}$. Каротаж производят при перемещении скважинного прибора снизу вверх со скоростью порядка 120 м/час и с постоянной времени прибора 12 с.

По отношению показаний в двух каналах судят о среднем времени жизни тепловых нейтронов τ . Таким образом, по параметру τ пласты, насыщенные минерализованной водой, хорошо отличаются от нефте- и газонасыщенных. На этом отличии основано применение метода ИННК-Т для прослеживания изменений положения ВНК и ГВК в процессе разработки месторождений нефти и газа.

При большой минерализации пластовых вод (более 100 г/л) разделение водонасыщенных и нефтенасыщенных частей пласта возможно даже по одной кривой ИННК с большим временем задержки.

Расстояние между точками наблюдения внутри нефтеносных пластов составляет от 0,4 до 0,8 м, в водоносных – 0,8–1,0 м.

3.3.9 Гамма-нейтронный каротаж

Гамма-нейтронный каротаж (ГНК) основан на явлении ядерного фотозффекта и заключается в регистрации тепловых нейтронов, возникающих в результате облучения горных пород жестким γ -излучением.

Скважинный прибор содержит источник γ -квантов и детектор нейтронов. В качестве детекторов используют пропорциональные газоразрядные или сцинтилляционные (на основе ZnS) счетчики тепловых нейтронов. Длина зонда 12–13 см. Глубина исследования примерно такая же, как в методе ННК-Т.

3.3.10 Нейтронно-активационный каротаж

Нейтронно-активационный каротаж (НАК) основан на измерении активности искусственных радиоактивных изотопов, образующихся в горных породах при облучении их тепловыми и быстрыми нейтронами.

Большинство химических элементов при облучении нейтронами образует искусственные радиоактивные изотопы. Ядра атомов этих изотопов могут испускать α -частицы, протоны и γ -кванты. Вероятность ядерной реакции, приводящей к образованию радиоактивных ядер, определяется сечением активации σ_a . Повышенными сечениями активации посредством тепловых нейтронов отличаются такие элементы, как Na, Al, P, Cl, Ca, Sc, V, Mn, Co, Si, Ag и др. Повышенными сечениями активации посредством быстрых нейтронов обладают F, O, Al, Si, Fe и некоторые другие элементы.

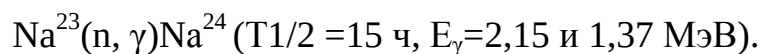
В каротаже используются те реакции активации, которые приводят к образованию радионуклидов, дающих γ -излучение. На практике для возбуждения этого излучения в скважину помещают стационарный источник нейтронов и облучают им горную породу, предварительно измерив в этой точке естественную γ -активность. Время облучения должно быть соизмеримо с периодом полураспада исследуемого искусственного радионуклида, чтобы он успел накопиться в достаточном количестве. Затем на место источника нейтронов помещают детектор γ -квантов и измеряют наведенную активность. Наведенная активность пропорциональна числу ядер активируемого элемента в породе и спадает с течением времени, как и радиоактивность естественных элементов, по экспоненте. Поскольку одновременно с исследуемым элементом активируются и другие элементы, входящие в состав горной породы, то для выделения излучения исследуемого элемента используют временную (по периоду полураспада) или энергетическую селекцию.

При временной селекции регистрируют изменения наведенной активности $I_{\gamma a}$ во времени и строят кривую зависимости $\ln I_{\gamma a} = f(t)$, предварительно вычтя из измеренных значений интенсивность естественного γ -излучения. По этой кривой рассчитывают период полураспада исследуемого изотопа.

При энергетической селекции используют γ -спектрометрическую аппаратуру, которую настраивают на энергию γ -излучения соответствующего изотопа.

НАК применяют, главным образом, на рудных месторождениях для определения содержаний Cu, Mn, Al, Si, F.

На месторождениях нефти НАК может использоваться для картирования ВНК по наведенной активности хлора и натрия:



При $T1/2 \leq 3$ мин. активационный каротаж возможен в непрерывном варианте, при этом источник нейтронов движется впереди детектора и активирует породу. Скорость каротажа должна быть такой, чтобы время прохождения интервала, равного длине зонда, примерно соответствовало периоду полураспада изучаемого радионуклида.

3.3.11 Метод меченых атомов:

**применяемые модификации, физические основы,
методика применения, область применения**

В буровой раствор вводят радиоактивный изотоп и продвижение такого меченого раствора прослеживают путем измерения гамма-излучения по стволу скважины. Наибольший интерес представляет обнаружение коллекторов по повышению их радиоактивности в результате проникновения в них активированного бурового раствора или его фильтрата. Такие исследования проводят как в необсаженных, так и в обсаженных скважинах, например, для определения зон поглощения в нагнетательных скважинах. Другое применение метода – разделение водо- и нефтенасыщенных пород путем закачки активированного раствора, преимущественно проникающего либо в водоносные (например, раствор на водной основе), либо в нефтеносные пласты (раствор на нефтяной основе). Довольно широко этот метод используют при изучении технического состояния скважин.

Работы с радиоактивными изотопами проводят в следующей последовательности:

- исследуют разрез скважины гамма-методом («фоновый» замер);
- вводят радиоактивный изотоп в буровой раствор, заполняющий ствол скважины;
- выжидают время, необходимое для проникновения меченого раствора в пласты, пройденные скважиной (во многих случаях, особенно при малой плотности раствора, осуществляют искусственное «продавливание» раствора, после этого ствол скважины промывают для удаления остатков радиоактивного вещества);

– повторяют измерения гамма-методом сопоставляя два замера ГМ, обнаруживают интервалы, радиоактивность которых существенно изменилась между двумя замерами.

Для активирования раствора применяют радиоактивные вещества, хорошо растворимые в буровом растворе. Иногда используют взвеси порошкообразных веществ, обогащенных радиоактивным изотопом. Чтобы уменьшить срок радиоактивного заражения скважины, период полураспада изотопа следует брать небольшим. Наиболее широко применяются изотопы ^{53}Fe ($T_{1/2}$ 45 дней), ^{131}I (8 дней) и ^{93}Zr (65 дней). Активность раствора обычно порядка 108 Бк на 1 м³ раствора.

Для обеспечения безопасности работ вводить радиоактивный препарат в раствор следует в стволе скважины. Лучше всего вводить изотопы с помощью специальных инжекторов – глубинных приборов, в которых размещены камеры для отдельных порций радиоактивного вещества и устройство, позволяющее вводить это вещество в раствор на любой заданной глубине.

Помехами при применении метода радиоактивных изотопов является сорбция радиоактивных соединений непроницаемыми породами, особенно глинами, а в обсаженных скважинах – обсадной колонной. Благодаря этому наблюдается некоторое повышение показаний ГМ почти по всему стволу скважины. Кроме того, возможны ложные аномалии на забое (вследствие скопления активных осадков) и на верхней границе нефти или эмульсии в стволе скважины (из-за сорбции нефтью радиоактивного изотопа и других причин). Поскольку при работе методом изотопов происходит радиоактивное загрязнение скважинного прибора из-за сорбции радиоактивного вещества его корпусом, такие приборы не следует применять при обычном ГМ.

Работы с использованием открытых радиоактивных изотопов относятся к числу весьма опасных и требуют исключительно тщательного соблюдения установленных мер техники безопасности. Указанные недостатки метода изотопов стимулируют разработку способов решения тех же задач с применением растворов, меченных нерадиоактивными веществами, к которым чувствителен тот или иной метод исследования скважин. Среди них важное место занимают вещества с высоким сечением поглощения нейтронов и частично вещества, хорошо активирующиеся нейтронами. Пути движения таких растворов определяют с помощью соответственно импульсных нейтронных методов и метода наведенной активности. Совокупность таких методов, применяющих меченые вещества (включая и метод изотопов), называют методом индикаторных веществ.

3.3.12 Метод наведенной активности: физические основы, методика проведения, область применения

Метод основан на изучении искусственной радиоактивности, возникающей при облучении горных пород нейтронами. По периоду полураспада $T_{1/2}$ искусственно радиоактивных ядер и энергии их гамма-излучения определяют возникший радиоактивный изотоп и исходный изотоп горной породы, из которого он образовался. По интенсивности гамма-излучения радиоактивных ядер находят концентрацию соответствующих исходных элементов в горной породе.

Активация ядер может осуществляться как быстрыми, так и медленными нейтронами. В методе наведенной активности используют установку, содержащую источник нейтронов и детектор гамма-излучения, удаленный от источника на большое расстояние (1,5–2 м).

В зависимости от периода полураспада изотопа, определяемого при МНА, исследования проводят при непрерывном движении прибора по скважине (для изотопов с периодом полураспада, исчисляемым секундами и первыми минутами) или на точках (при значении $T_{1/2}$ в несколько минут и более). В первом случае источник находится впереди и «наводит» искусственную радиоактивность, а индикатор движется за источником и регистрирует наведенную радиоактивность. Скорость движения прибора поддерживается строго постоянной. Точку записи относят к середине детектора. Такой способ применим лишь при наведении в породе преимущественно одного изотопа с небольшим значением $T_{1/2}$, например ^{28}Al .

При образовании в породе нескольких изотопов в сравнимых количествах, а также в случае одного изотопа с периодом полураспада порядка нескольких минут и более проводят исследования при неподвижном приборе – по точкам. Скважинный прибор опускают на такую глубину, чтобы источник расположился против точки, намеченной к исследованию. После некоторого времени, достаточного для активации интересующих нас изотопов, прибор быстро перемещают на расстояние, равное интервалу между источником и индикатором, и последний устанавливают точно против облученной точки. Далее измеряют, интенсивность гамма-излучения при нескольких значениях времени задержки после конца облучения либо непрерывно регистрируют изменение во времени наведенной активности с помощью регистратора. Измерения продолжают в течение времени, равного примерно периоду полураспада наиболее долго живущего из определяемых изотопов. Примерно таким же обычно берут и время облучения.

При исследовании на точках данные об интенсивности наведенной активности (после вычитания естественной гамма-активности) подвергают дальнейшей обработке с целью определения периода полураспада и активности всех изотопов, активирующихся в заметной степени. Для этого часто используют графический способ. Строят кривую спада активности, представляющую зависимость наведенной активности (в логарифмическом масштабе) от времени (в арифметическом масштабе). При наличии в породе одного активного изотопа такая кривая представляет прямую с наклоном, равным постоянной распада этого изотопа. Но и при активации нескольких изотопов (если проводить измерения в течение достаточно большого времени) к концу измерений обычно остается лишь один, наиболее долгоживущий из активированных изотопов. Соответственно правая часть кривой спада активности будет иметь вид прямой линии с угловым коэффициентом, равным постоянной распада для этого изотопа. Продолжая эту прямую влево до пересечения с осью ординат, получают кривую спада активности наиболее долго живущего изотопа для любого момента времени.

Вычитая активность этого изотопа в разные моменты времени из суммарной активности, получают кривую спада активности остальных активных изотопов. Результаты исследований зависят (кроме конструкции скважины) от содержания в породе водорода и среднего времени жизни нейтронов.

В настоящее время МНА применяют в основном для выделения в разрезе скважины руд и оценки концентрации таких элементов, как алюминий, медь, марганец, фтор (флюорит).

При применении источников высокоэнергетических нейтронов (генераторов нейтронов) удастся получить достаточно интенсивную активацию кислорода ($T_{1/2} = 7,4$ с). По изменению активности этого изотопа по стволу скважины можно выделить в разрезе скважины полезные ископаемые, бедные кислородом (каменный уголь, самородную серу, иногда нефтеносные пласты), а также изучить содержание углеводородов в жидкости, заполняющей скважину, что важно при контроле за разработкой нефтяных месторождений.

3.3.13 Новый способ и технология каротажа с использованием меченых веществ.

Ниже приведены краткие сведения о новом способе и технологии каротажа с использованием меченых веществ с одновременным снижением биологической опасности и сохранением экологической чистоты, суть ко-

торого заключается в активации контрастных добавок непосредственно в заколонном пространстве скважин потоком нейтронов с помощью приборов импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) через обсадную колонну.

Технология проведения ГИС предусматривает:

- снятие фоновых кривых гамма – каротажа (ГК) перед закачкой ремонтных смесей за обсадную колонну;
- дополнительное введение в ремонтные тампонажные составы меченых веществ или контрастных добавок (например, NaHCO_3 , Na_2CO_3 и т.п.); – закачку их за обсадную колонну;
- ожидание затвердевания (полимеризации) тампонажных составов;
- подготовку скважины к проведению геофизических исследований (промывку, шаблонирование и т.п.);
- активацию контрастных добавок потоком нейтронов с помощью приборов ИННК;
- повторное проведение гамма – каротажа, выделение аномальных зон и оценку технического состояния скважин путем сравнения фоновых и повторных кривых ГК.

Таким образом, оказывается возможным определение путей распространения ремонтных составов за эксплуатационными обсадными колоннами и оценка эффективности проведения ремонтных работ (по характеру их распространения). Новые технические решения разработаны проф. Климовым В.В., составили предмет изобретения и защищены патентом России № 2199007.

Испытания нового способа определения высоты подъема и путей распространения ремонтных составов за обсадной колонной производились в скважинах Краснодарского ПХГ при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР) и показали его высокую эффективность. Закачка ремонтного тампонажного состава (конденсато-бентонитовой смеси с добавками Na_2CO_3) производилась через специальные технологические отверстия в обсадной колонне, выполненные в интервале 1000–1001 м.

На рисунке 3.32 показаны кривые распределения гамма-активности (до и после активации ремонтного состава соответственно) в одной из скважин Краснодарского ПХГ, из которых следует, что его закачка привела к формированию за эксплуатационной колонной тампона в интервале 969–1016 метров, что обеспечило надежную герметизацию заколонного пространства скважины в течение нескольких лет.

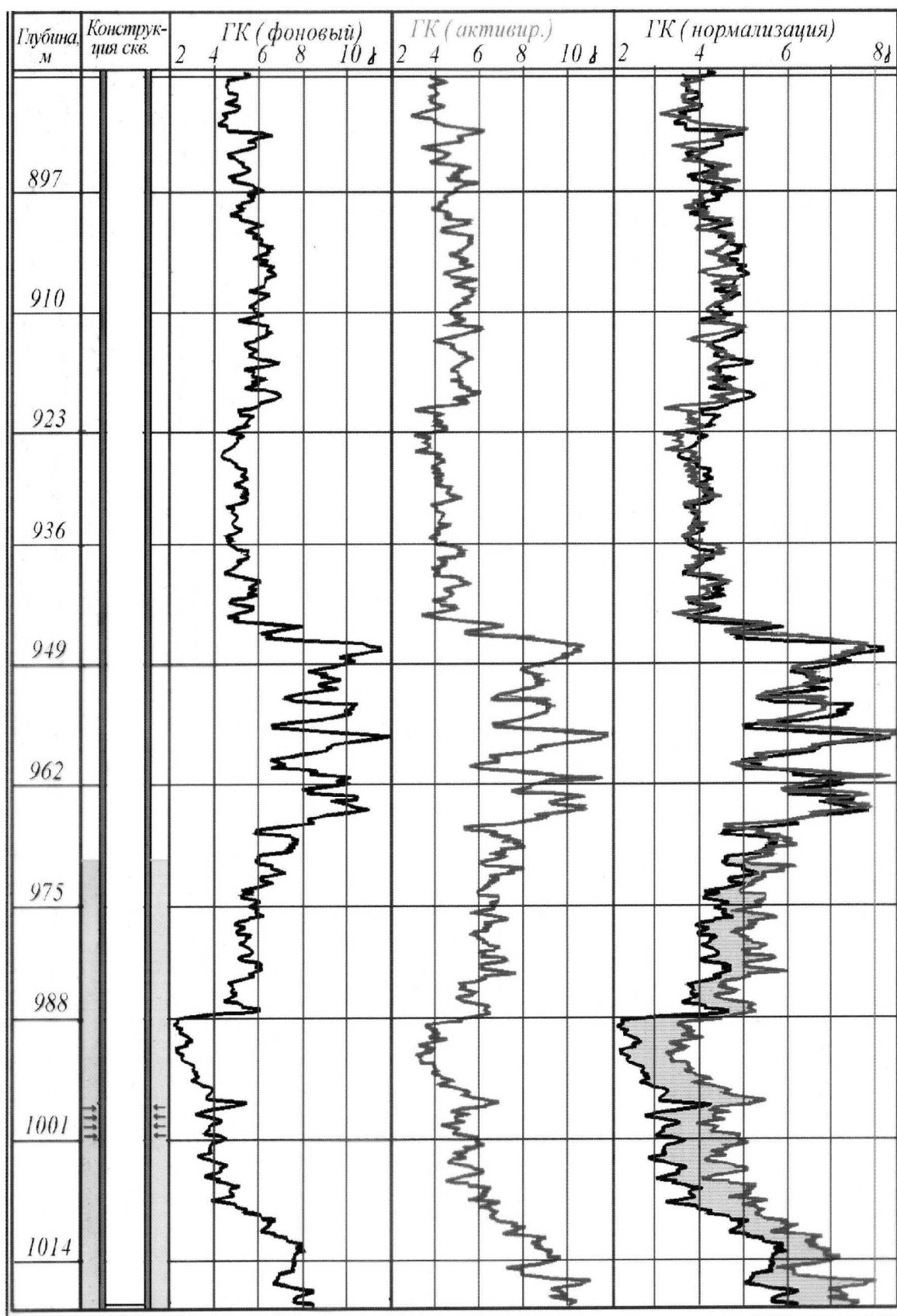


Рис. 3.32 Определение путей распространения герметизирующих составов в заколонном пространстве скважин.

3.4 Метод термометрии

Метод термометрии основан на изучении естественных и искусственных тепловых полей в установившихся и неуставившихся режимах и применяется в практике проведения геофизических исследований скважин на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа (ПХГ) для решения широкого круга задач.

Область применения метода – определение геотермического градиента Γ , расчленение разреза скважин по тепловым свойствам пород, выделение полезных ископаемых (газ, нефть, каменный уголь, сульфиды, каменная соль), изучение глубинной тектоники района исследований. Термические исследования, так же как и радиоактивные, могут проводиться и в необсаженных и в обсаженных скважинах.

При проведении исследований в установившихся режимах измеряется естественная температура пород, определяется геотермическая ступень, геотермический градиент и температурные аномалии вдоль оси скважины, обусловленные:

- литологией;
- движением пластовых вод;
- межпластовыми перетоками флюидов по границам колонна – цемент – порода и по каналам в цементном камне;
- притоком флюидов в скважину и т.п.

В неуставившихся режимах и при изменении режима работы скважины проводятся исследования по определению:

- высоты подъема цемента;
- интервалов прострела (перфорации) эксплуатационных колонн;
- мощности продуктивных пластов;
- наличия притока продукции из каждого горизонта и момента включения новых работающих интервалов при их совместной эксплуатации;
- термодинамического состояния газожидкостной смеси в процессе работы скважины при разных дебитах;
- мест негерметичности (утечек) в эксплуатационной колонне или НКТ;
- перетоков флюидов за эксплуатационной колонной (и интервалов внутриколонных перетоков);
- профиля приемистости нагнетательных скважин и т.д.

Такой широкий круг задач, решаемый с помощью метода термометрии, требует учета всей совокупности факторов, влияющих на результаты исследований.

В зависимости от измеряемой величины различают 2 модификации метода:

- обычную термометрию, при которой измеряют температуру окружающей среды;
- дифференциальную термометрию, когда измеряют разность температур.

В свою очередь, дифференциальную термометрию подразделяют на аномалий – термометрию (измерение отклонений температуры ΔT от некоторого среднего значения) и градиент-термометрию (измерение разности температур двух датчиков, разнесенных на фиксированное расстояние).

Достоверность результатов геотермических исследований зависит от многих факторов: подготовки скважины к проведению исследований; теплопроводности флюидов, заполняющих скважину; технических характеристик скважинных термометров; технологии проведения и др.

Особо отметим, что необходимое время выдержки скважины в покое для получения установившегося температурного режима в необсаженных скважинах зависит от разности первоначальных температур окружающих горных пород – $t_{гп}$ и промывочной жидкости – $t_{пж}$, а также диаметра скважины – D . С увеличением разности температур и диаметра скважины возрастает и необходимое время нахождения ее в покое (без циркуляции и перемешивания), т.е. в простое. В таблице 3.3 приведены данные о необходимой выдержке скважин (в сутках) для определения температуры горных пород с точностью до $0,5^{\circ}\text{C}$.

Таблица 3.3.

Данные о необходимой выдержке скважин

Разность температур $t_{гп}-t_{пж}$ в $^{\circ}\text{C}$	Диаметр скважины, дюймы					
	4	6	7 ^{3/4}	9 ^{3/4}	11 ^{3/4}	13 ^{3/4}
5	0,5	1,2	1,8	3,0	4,5	6,5
10	1,0	2,3	4,0	6,0	9,0	12,0
20	2,1	5,0	8,0	12,0	18,0	26,0
50	5,5	12,0	20,0	30,0	43,0	64,0

Тепловое сопротивление горных пород значительно больше теплового сопротивления металлов, в частности теплового сопротивления железа в 40–80 раз меньше теплового сопротивления глин. Поэтому можно сде-

лать обоснованный вывод о том, что при проведении геотермических исследований в обсаженных скважинах время выдержки их в покое должно быть таким же как и в необсаженных.

Технология проведения геотермических исследований должна предусматривать выбор оптимальной скорости движения термометров – v в зависимости от их тепловой инерции – τ , а для обеспечения возможности сопоставления результатов исследований, выполненных разными термометрами, – произведение τ на v должно сохраняться постоянным. В таблице 3.4 приведены допустимые значения скорости v для различных значений τ .

Таблица 3.4.

Допустимые значения скорости v от τ

τ , с	$\leq 0,5$	0,5–1,0	1,0–2,0	2,0–4,0	$> 4,0$
v , м/ч	1000	800	600	400	300

Точность измерений температуры также может быть снижена из-за тепловой инерции термометров, которая изменяется в зависимости от теплопроводности флюидов, заполняющих скважину. Так, если тепловая инерция термометров в воде составляет 1 с, то в нефти – 2 с, а в газе – 25 с, что необходимо учитывать при проведении исследований.

Для измерения температур в скважинах чаще всего используют дистанционные электрические термометры, представляющие собой (в общем случае):

- датчик температуры, включенный в мостовую измерительную схему или схему генератора электрических колебаний, частота которого изменяется в функции температуры;
- усилитель – формирователь сигналов для передачи их на земную поверхность по каротажному кабелю;
- наземный блок обработки информации, источник питания и регистрирующую аппаратуру.

Однако серийные скважинные термометры, разработанные для нефтяных скважин, в целом ряде случаев не могут быть эффективно использованы в газовых скважинах, поскольку они:

- не обладают достаточной точностью измерений из-за перегрева их термочувствительных элементов в газовой среде;

- обладают значительной тепловой инерцией, что приводит к «размазыванию» или пропуску температурных аномалий, обусловленных миграцией газа за эксплуатационными колоннами;
- не обладают достаточной чувствительностью.

Так, при малых объемах перетоков газа за обсадными колоннами, значения термоаномалий малы и находятся в пределах основной погрешности серийных термометров. (Попутно отметим, что в большинстве серийных термометров функции преобразования температуры в электрический сигнал и передачи его по каналу связи – каротажному кабелю совмещены и, для получения приемлемой чувствительности, требуется значительный уровень мощности, рассеиваемой на термочувствительных элементах. Это приводит к изменению градуировочных характеристик термометров, снижению их точности и разрешающей способности).

Следует особо отметить, что выделение работающих интервалов в горизонтальных скважинах методом термометрии является еще более сложной задачей. Для этого необходимы термометры, обладающие очень высокой чувствительностью и точностью, стабильностью характеристик и малой тепловой инерцией.

Поэтому метод термометрии при проведении «тонких» работ с применением серийных термометров неэффективен из-за изменения их градуировочных характеристик в различных средах, недостаточной точности измерений и недостаточной чувствительности. (Для исследования скважин на Осиповичском ПХГ оказалась необходимой разработка специальных термометров с погрешностью измерения температуры $0,05^{\circ}\text{C}$ и чувствительностью $0,002^{\circ}\text{C}$).

В последние годы в России и за рубежом нашли применение волоконно-оптические приборы для исследования стационарных и нестационарных тепловых полей в скважинах по всей длине интересующего интервала глубин в реальном масштабе времени, в которых распределенным датчиком температуры является волоконно-оптический кабель. Работа приборов базируется на анализе прохождения по оптическому волокну световых импульсов генерируемых лазером, рассеивание которых зависит от температуры. Так, система *LigtSense 400* предназначена для постоянного измерения распределенной температуры по стволу скважины. Система использует кабель с 4 световодами. Каждый световод образует один канал, по которому можно производить считывание данных со 100 точек. Первичные преобразователи для измерения температуры не требуются. Отсчеты проводятся каждую секунду по всем 400 каналам. По данным компании *Saubeus Sensor System* разре-

шающая способность измерительной системы равна 0,25 °С, а абсолютная точность измерения температуры –0,5 °С. Используемый кабель с оплеткой из нержавеющей стали рассчитан на работу при давлении до 70 МПа в интервале температур от –25 до 250 °С. Длина оптико-волоконного кабеля может достигать 12 км, а расчетное время его работы – 10 лет.

Оптико-волоконные измерители температуры обладают весьма важными качествами:

- обеспечивается регистрация температуры вдоль всего оптико-волоконного кабеля;
- измерения могут производиться в процессе добычи и при проведении в скважине технологических операций;
- возможен непрерывный температурный мониторинг в добывающих скважинах.

Однако их применение для решения «тонких» задач (например, для выявления перетоков газа в заколонном пространстве скважин) сдерживается, поскольку тепловые эффекты, обусловленные движением газа, находятся в пределах основной погрешности измерений.

Новая концепция построения скважинных термометров, суть которой заключается в разделении функций преобразования температуры в электрический сигнал и передачи его по каротажному кабелю, предложена проф. Климовым В.В. (патент на изобретение № 2193169). Она позволяет повысить точность и чувствительность скважинных термометров за счет:

- резкого снижения мощности, рассеиваемой на термочувствительных элементах и, следовательно, уменьшения их перегрева относительно температуры окружающей среды;
- стабилизации напряжения питания и применения усилителя сигналов разбаланса мостовой измерительной схемы;
- применения импульсного преобразователя, исключаяющего негативное влияние каротажного кабеля.

Блок схема высокочувствительного малоинерционного скважинного термометра ВМСТ-1, разработанного согласно предложенных технических решений, приведена на рисунке 3.33.

На рисунке 3.34. приведены сопоставительные испытания термометра ВМСТ-1 с серийным термометром типа ТР7-341 в одинаковых условиях и в реальной скважине, где приведены показаны фрагменты термограмм, характеризующих реакцию термометров ТР7-341 (синяя кривая) и ВМСТ-1 (красная кривая) на скачок температуры в момент перехода из воздуха в воду.

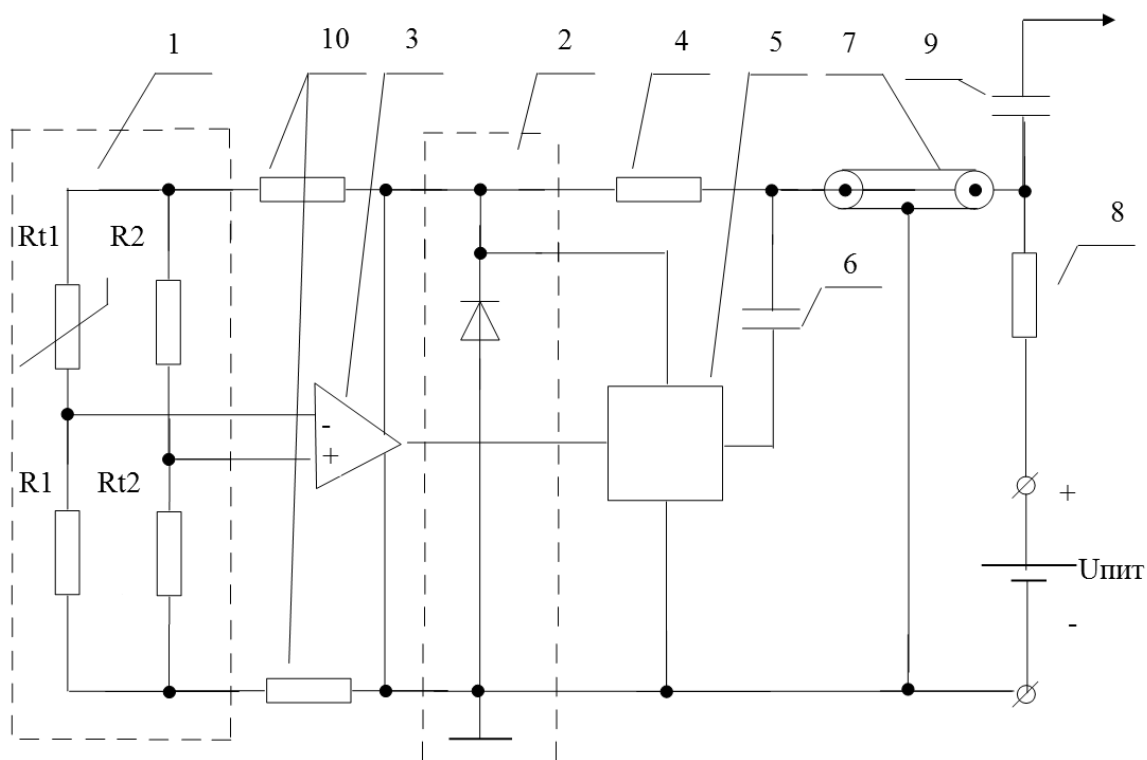


Рис. 3.33 Блок схема скважинного термометра, где:

- 1 – измерительный мост с термочувствительными элементами R_{t1} и R_{t2} , включенными в противоположные плечи мостовой схемы;
2 – стабилизатор напряжения питания; 3 – усилитель сигналов разбаланса;
4 – балластный резистор стабилизатора напряжения питания;
5 – импульсный преобразователь; 6 – конденсатор связи выхода импульсного преобразователя с каротажным кабелем; 7 – каротажный кабель;
8 – резистор нагрузки каротажного кабеля со стороны наземной панели;
9 – конденсатор связи каротажного кабеля с блоком обработки информации

Сопоставление кривых указанных термометров позволяет сделать вывод о том, что тепловая инерция термометра ТР7-341 многократно (в 12 раз) превышает тепловую инерцию термометра ВМСТ-1 (скачок температуры в момент перехода оказывается «размазанным» по глубине скважины, тогда как ВМСТ-1 четко зарегистрировал момент перехода практически горизонтальным участком кривой).

Предложенные технические решения открывают перспективы решения различных «тонких» задач методами естественного и искусственного теплового поля.

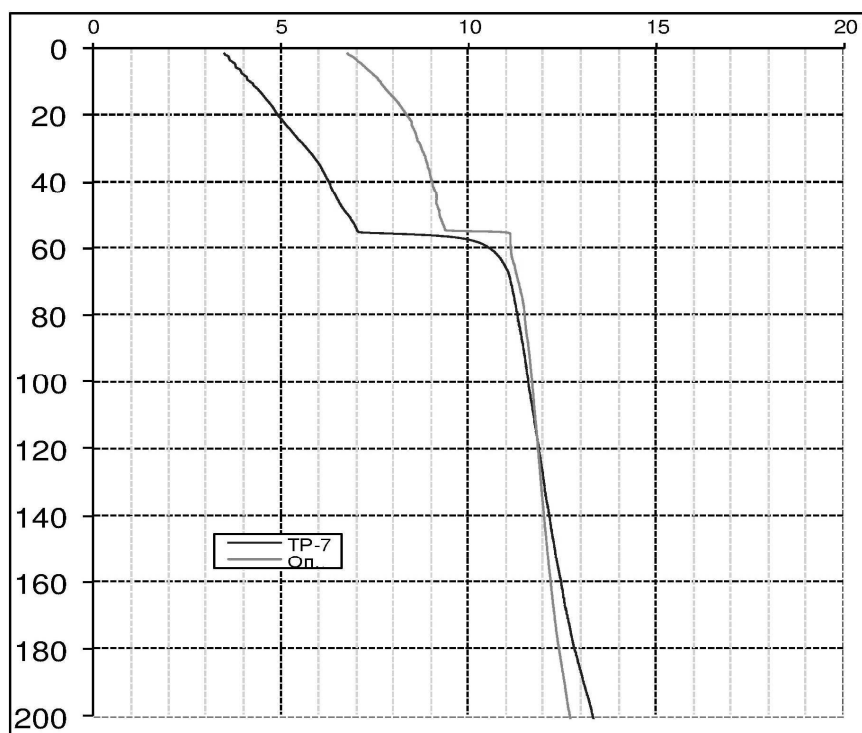


Рис. 3.34 Результаты сопоставительных испытаний опытного образца скважинного термометра ВМСТ-1 с серийным термометром типа ТР7-341

3.4.1 Метод естественного теплового поля

В методе естественного теплового поля изучают распределение в скважине температур, создаваемых тепловым полем Земли и локальными тепловыми полями, возникающими в горных породах при их пересечении скважиной.

При исследованиях теплового поля земли изучают величину регионального геотермического градиента G (град/м), определяющего скорость нарастания температуры t в скважине с глубиной h , или величину, обратную геотермическому градиенту, – геотермическую ступень $G = 1/G$. Величина геотермического градиента зависит от плотности естественного теплового потока и удельного теплового сопротивления горных пород.

В осадочных отложениях наибольшим тепловым сопротивлением характеризуются глины, наименьшим – гидрхимические и карбонатные осадки.

Естественные локальные тепловые поля возникают в скважине за счет физико-химических процессов, протекающих в породах и на контактах их с буровым раствором, с выделением или поглощением тепла. Повышение температур в скважинах, связанное с окислительными процессами, наблюдается против залежей сульфидов и каменных углей; локальные понижения температур в скважинах – против галогенных и газонефтеносных пластов.

В первом случае понижение температур связано с эндотермическим процессом растворения галоидов, во втором – с дроссельным процессом расширения газа и перехода углеводородов из жидкой фазы в газообразную при понижении пластового давления. Локальные тепловые поля возникают также против водоносных горизонтов с циркулирующими в них водами. На термограммах, зарегистрированных высокочувствительными термометрами, все эти полезные ископаемые отмечаются соответственно повышением или понижением температур.

Как показано выше, при проведении исследований методом естественного теплового поля измеряется температура вдоль ствола скважины с целью выявления аномалий, вызванных литологией, притоком флюидов, наличием переточных каналов за эксплуатационными колоннами, утечками в колонне или НКТ. Измерение температуры проводится также для отбивки газонефтяных контактов, выявления отдающих нефть и газ пластов, определения объемов газа, поступающего из каждого пласта (при их совместной эксплуатации), определение эффекта от мероприятий по повышению производительности скважины, устанавливаемого по результатам измерения термометром до и после гидроразрыва, кислотной обработки, ремонта скважины и т.п.

Надежность и качество получаемых результатов при термометрии зависят как от технических характеристик используемых скважинных термометров, так и ряда других факторов. Например, точность выделения газоотдающих интервалов зависит структуры и параметров продуктивного разреза, от неоднородности и частоты чередования газоносных пропластков, влажности газа, его состава, депрессии на пласт, конструкции скважины и т.п. Значительно влияет на перепад температур состав газа. Установлено, что при значительном содержании азота, точность выделения газоотдающих интервалов снижается.

Интервалы газоотдающих участков могут быть завышены из-за инерционности термометров. Если пласты, вскрытые единым фильтром, истощены в разной степени, то возможны случаи, когда выделение их по термограмме практически невозможно.

3.4.2 Метод искусственного теплового поля

Интенсивность остывания или нагревания бурового раствора в каждой точке скважины зависит от теплового сопротивления (теплопроводности) горных пород. Чем меньше тепловое сопротивление, тем быстрее остывает

или нагревается буровой раствор в скважине. Различие в скорости остывания и нагревания бурового раствора приводит к возникновению в скважине участков с аномальными значениями температур. Если температура бурового раствора ниже температуры окружающих пород, то породы с пониженным тепловым сопротивлением (гидрохимические осадки, водоносные пески) отмечаются на термограммах максимальными значениями температур, а породы с высоким тепловым сопротивлением (глины, газонефтеносные песчаники)-минимальными. Если температура бурового раствора выше температуры окружающей среды, наблюдается обратная картина. Величина аномалий температур на термограммах метода искусственного теплового поля зависит от разницы температур бурового раствора и окружающей среды.

Метод искусственного теплового поля широко применяется для определения:

- мощности продуктивных пластов;
- наличия притока продукции из каждого горизонта и момента включения новых работающих интервалов при их совместной эксплуатации;
- термодинамического состояния газожидкостной смеси в процессе работы скважины при разных дебитах;
- обводненных интервалов в добывающих скважинах;
- профиля приемистости нагнетательных скважин;
- температурного фронта закачиваемых вод;
- паротеплового воздействия;
- технического состояния крепи скважин (высоты подъема цемента; интервалов затрубных и внутриколонных перетоков; интервалов перфорации; герметичности обсадных колонн и насосно-компрессорных труб и др.).

Однако его практическое использование в большинстве случаев ограничивается определением высоты подъема цемента в заколонном пространстве скважин, обнаружением межпластовых перетоков флюидов и выявлением мест негерметичности (утечек) в обсадных колоннах и НКТ.

3.5 Кавернометрия

Кавернометрия (КМ) заключается в измерении среднего диаметра буровой скважины. Дело в том, что фактический диаметр скважины не всегда определяется диаметром бурового долота. Так, на хрупких породах (ископаемых углях, например), в зонах дробления диаметр скважин

увеличивается по сравнению с номинальным d_n ; из-за выкрашивания и вывалов пород в скважине образуются каверны. Каверны образуются и в глинистых пластах из-за размывания глин в процессе бурения.

Уменьшение диаметра по сравнению с номинальным наблюдается обычно против пластов-коллекторов. Благодаря хорошей проницаемости в них задавливается буровой раствор. Из-за малого диаметра пор в пласт проникает только фильтрат (жидкая основа) бурового раствора, а глина оседает на стенках скважины, образуя глинистую корку, которая снижает диаметр скважины. Знание диаметра скважины необходимо для решения как технических, так и геологических задач. Так, например, знать диаметр скважины нужно для того, чтобы рассчитать объем цемента, необходимого для цементировки обсадных колонн.

Современные каверномеры имеют абсолютную погрешность порядка $\pm 0,5$ см, микрокаверномеры – до $\pm 0,1$ см.

Во всех приборах для измерения диаметра скважины линейное движение штока, расположенного в корпусе прибора, преобразуется в электрический сигнал. Движение штока приводит к изменению какого-либо электрического датчика, чаще всего омического (рис. 3.35). Датчик питается постоянным током. В цепи установлено балластное сопротивление R_B для регулировки силы тока I , миллиамперметр мА, эталонное сопротивление $R_{ЭТ}$ для измерения силы тока в питающей цепи.

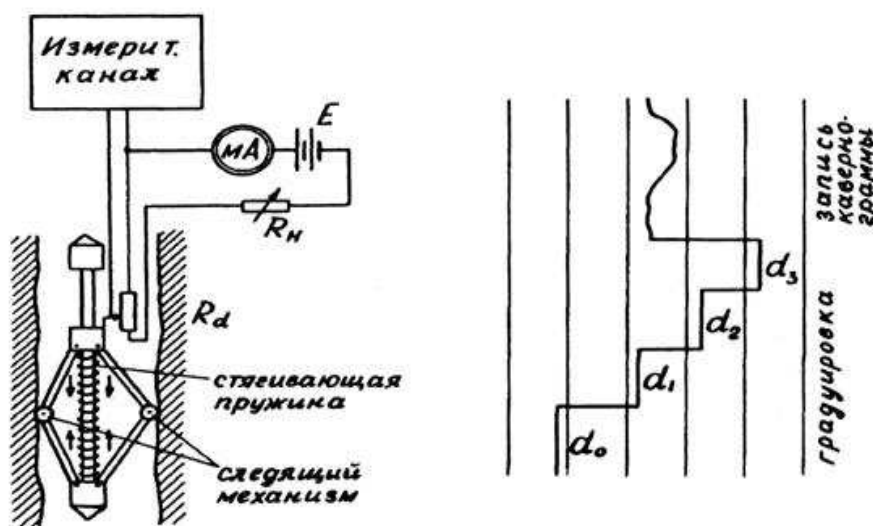


Рис. 3.35 Схема измерений со скважинным каверномером и пример записи результатов

На поверхности измерительным прибором ИП регистрируется разность потенциалов ΔU . Масштаб регистрации устанавливается сопротивлением R_M . Измеряемая разность потенциалов пропорциональна сопротив-

лению части реохорда ΔR_X между его концом N и ползунком M , который связан со штоком. В результате регистрируемая разность потенциалов ΔU пропорциональна диаметру скважины. Диаметр скважины (в см) определяется по формуле:

$$d_C = d_0 + C \Delta U / I, \quad (3.16)$$

где, d_0 – начальный диаметр скважины; C – постоянная каверномера, см/см. Спуск прибора в скважину осуществляется со сложенными измерительными рычагами, которые раскрываются по команде с поверхности перед началом измерений.

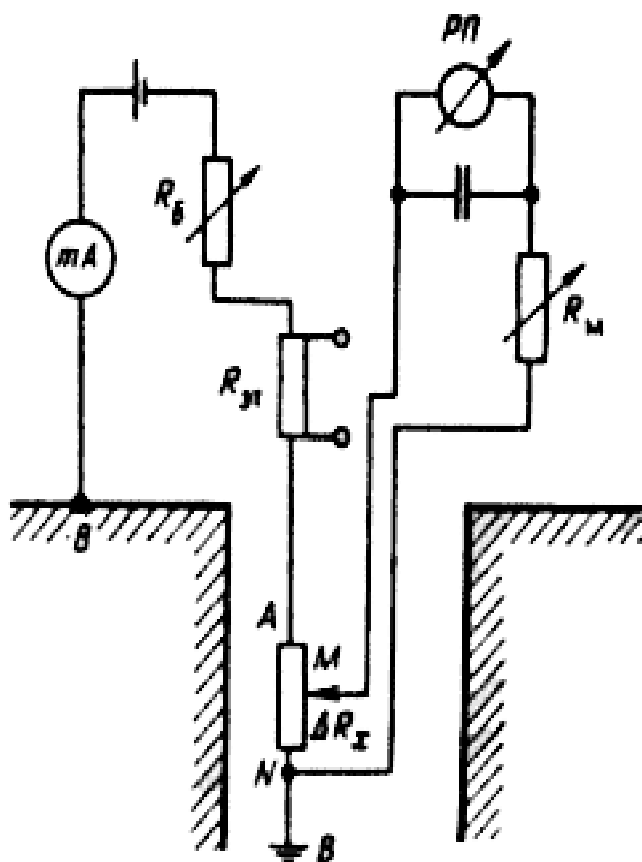


Рис. 3.36 Принципиальная электрическая схема измерения диаметра скважины

Кавернометрия входит в стандартный комплекс геофизических исследований, и регистрация диаметра скважины является обязательной во всех скважинах. Данные кавернометрии *используют* при литологическом расчленении разреза, при вычислении удельного сопротивления горных пород, при истолковании диаграмм микрозондов, определении пористости, глинистости по данным радиоактивных методов и т.п. Кавернограммы позволяют технологам выделять участки осложненного ствола скважины.

Допустимая погрешность измерения диаметра скважины каверномерами с омическими датчиками ± 1 см.

Другая принципиальная электрическая схема измерения диаметра скважины с использованием трехжильного каротажного кабеля приведена на рисунке 3.3.6.

3.6 Профилеметрия

Профилеметрия – это измерение сразу нескольких диаметров в одном поперечном сечении скважины. Необходимость в таких измерениях возникает потому, что в бурящихся скважинах часто образуются желоба, в результате разрушения горных пород буровым инструментом и его замковыми соединениями (особенно когда бурение ведется роторным способом) и при спуске – подъеме инструмента). Развитие желобов осложняет бурение скважины и разработку месторождений. В этих зонах наблюдаются затяжки бурового инструмента, которые могут привести к прихватам; возникают трудности при спуске обсадных колонн; могут возникнуть заколонные перетоки.

Только в разведочном бурении четверть всех аварий связана с прихватами инструмента в желобах. На ликвидацию этих прихватов расходуется до 50 % аварийного времени. Желоб в разрезе скважины выделяют с помощью профилемеров. В приборах этого типа в отличие от каверномеров отдельно регистрируются показания каждой пары рычагов, расположенных в одной плоскости.

Скважинный каверномер-профилемер СКП позволяет одновременно непрерывно регистрировать три кривые: кавернограмму и две кривые для диаметров скважины в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. Диаметры скважин определяют по величине раскрытия двух пар независимо перемещающихся измерительных рычагов. Информация передается по одножильному кабелю с использованием схемы частотного разделения сигналов. Пример профилеграммы приведен на рисунке 3.37 а.

После обнаружения желоба, протяженность которого превышает размер свечи, проводят детальное изучение поперечного сечения скважины. Для этой цели применяют аппаратуру СПР – скважинный профилемер-радиусомер с восемью измерительными рычагами. Замеры в скважинах проводят дискретно по точкам. Прибор устанавливают в исследуемом интервале и затем последовательно снимают показания с каждого из восьми измерительных рычагов. Замеры, привязанные по азимуту, позволяют построить диаграммы поперечного сечения скважины (рис. 3.37 б).

Желоб считается прихватоопасным, если глубина его превышает половину диаметра замкового соединения; если приурочен к местам перегиба ствола скважины и стабилен во времени. Для предупреждения прихвата и ликвидации опасного лечения профиля скважины выполняют торпедирование.

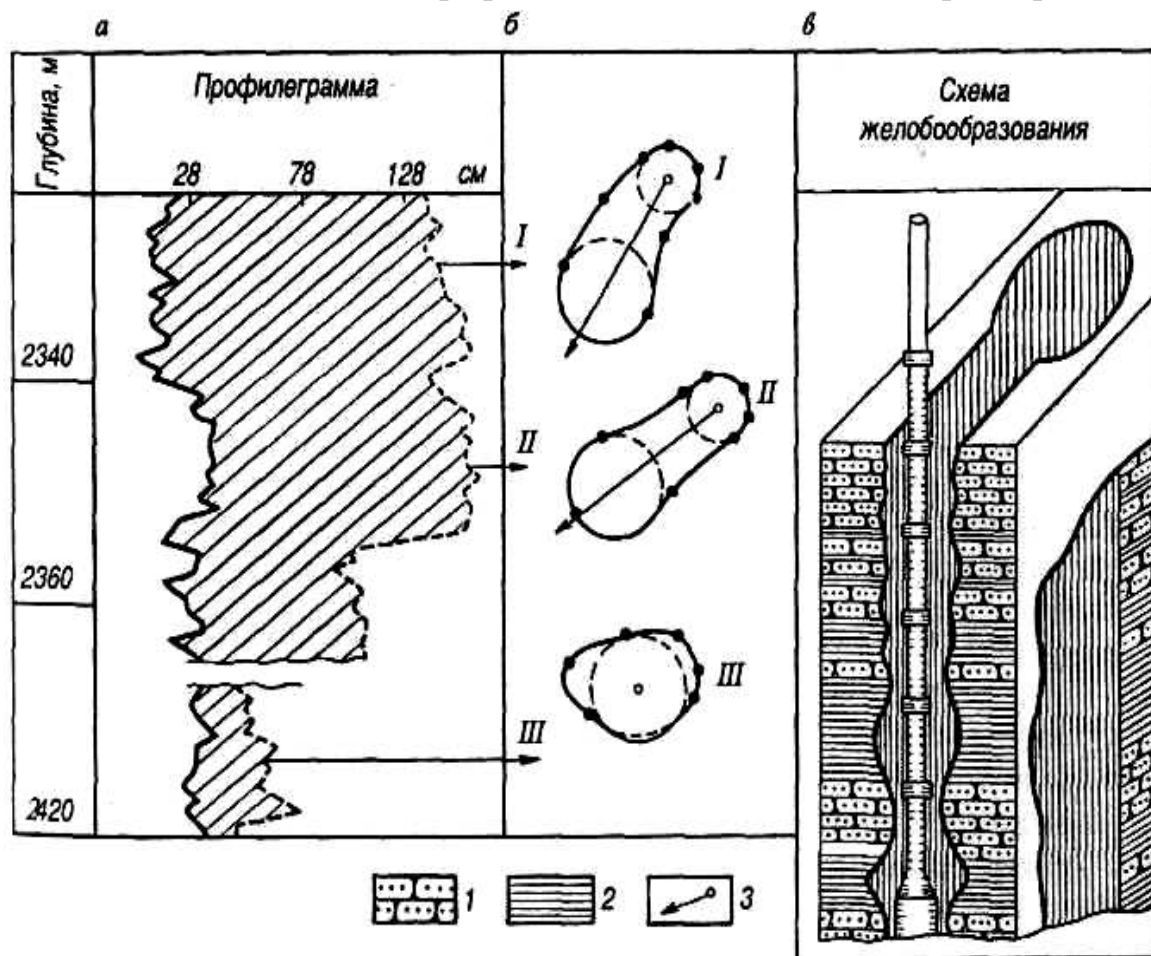


Рис. 3.37 Примеры выделения в разрезе скважин желоба, где:
а – профилеграмма, полученная прибором СКП;
б – диаграммы поперечного сечения скважины, построенные по результатам измерения прибором СПР;
в – схема образования желоба. 1 – песчаник; 2 – глина; 3 – азимут желоба

3.7 Метод пластовой наклонотрии

Эффективность геологоразведочных работ может быть значительно повышена, если при моделировании геологического тела использовать информацию об его ориентации в трехмерном пространстве.

Если речь идет о плоском геологическом теле, например, пласте, или частично плоском геологическом теле (когда только один из элементов его поверхности является плоским) обычно определяется угол и азимут наклона

одной из его поверхностей. При других формах геологического тела в качестве дополнительного параметра определяют его толщину (мощность).

Без определения указанных параметров залегания геологических тел невозможно достоверное построение геологических разрезов по профилю, проведение корреляции разрезов скважин, построение структурных карт, проектирование профилей и режимов бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, интерпретация данных ГИС и подсчет запасов нефти и газа.

Определение угла и азимута наклона пласта производят по данным специальных комплексных приборов – пластовых наклономеров, включающих инклинометр, каверномер и три однотипных датчика, расположенных друг относительно друга под углом 120° в плоскости, перпендикулярной к оси скважинного прибора и на одинаковом расстоянии от оси прибора и скважины. Последнее достигается тем, что измерительные электроды датчиков размещены на изолированных прижимных башмаках, а сам прибор центрируется в скважине. (Датчики пластового накломера должны обеспечивать хорошее расчленение разреза скважины, а их показания не зависеть от минерализации фильтрата ПЖ, пластовой воды и остаточной нефтегазонасыщенности промытой части пласта. Наилучшие результаты были получены при использовании датчиков бокового микрокаротажа, показания которых свободны от влияния характера насыщения пласта).

Измерения пластовым наклономером осуществляют путем записи трех кривых идентичными датчиками, показаний инклиномера и каверномера, при этом с помощью инклинометра определяют азимут и зенитный угол наклона скважины, а помощью каверномера – средний диаметр.

При пересечении датчиками границы раздела двух пластов с различными электрическими характеристиками на зарегистрированных кривых фиксируются точки, соответствующие пересечениям электродами плоскости наклонной границы пластов. Поскольку датчики расположены симметрично (через 120°) относительно оси скважины, они пересекают плоскость напластования P на различных глубинах H_1 , H_2 и H_3 . Несложно определить смещение кривых, зарегистрированных датчиками 2, 3, относительно кривой, зарегистрированной основным датчиком 1:

$$Z_{2,1} = H_1 - H_2 \text{ и } Z_{3,1} = H_1 - H_3$$

Точность результатов определения элементов залегания пласта падает при углах падения меньше $2^\circ \div 3^\circ$, а также при очень крутых наклонах пластов, например, в местах их прилегания к соляным куполам.

3.8 Современное приборное обеспечение и комплексы ГИС, применяемые за рубежом при строительстве и эксплуатации скважин

За рубежом для компьютеризированных ГИС технологий разработаны скважинные приборы нового поколения. Их основные методические отличия от российских СП следующие:

- гамма-каротаж (ГК) – детектор размещен в корпусе технологического модуля, который обычно содержит также модули локатора муфт (ЛМ), термометрии (Т), телеметрию для полной сборки комбинированного СП;

- спектрометрический гамма-каротаж (СГК) – приборы выполнены в модульном исполнении и оснащены микропроцессором; измеряемый спектр разбивается на 256/512 каналов. Приборы СГК малого диаметра (43 мм) предназначены для спектрометрических наблюдений при закачке изотопов;

- гамма-гамма-плотностной (ГГКП) и литолого-плотностной (ГГКЛП) методы каротажа – в СП используются источники ^{137}Cs мощностью 1,5 кюри; приборы оснащены микропроцессором и проводят измерение спектрального состава вторичного излучения в 256 каналах;

- нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) – в СП используется источник нейтронов Am-Be мощностью 5–19 кюри либо генератор нейтронов с энергией 14 МэВ; детекторы гелиевые; приборы оснащены микропроцессором; одновременно регистрируется также отношение счета тепловых и надтепловых нейтронов;

- спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК) – приборы двухзондовые; источник нейтронов – генератор нейтронов с энергией 14 МэВ; детекторы сцинтилляционные NaJ(Tl) ; микропроцессор расположен в СП; кривые отношения содержаний «углерод/кислород» и «кремний/кальций» обеспечивают оценку насыщенности пород независимо от минерализации пластового флюида;

- акустический каротаж (АК) – приборы с короткими компенсированными зондами предназначены для регистрации интервальных времен продольной и поперечной волн с погрешностью измерений ± 3 мкс/м; приборы с длинными зондами оснащены монопольными и дипольными преобразователями, содержат 2–4 излучателя и 4–15 приемников, разнесенных на базе 4–10 м; предназначены для регистрации P , S , L - St волн в открытой и обсаженной скважине, оценки литологического состава, пористости, трещиноватости и проницаемости пород;

– АК – сканеры – как правило, двухчастотные, совмещающие функции «телевизора» (для исследования стенки скважины и колонны) и азимутального микроцементомера (для выявления вертикальных каналов в цементном камне); преобразователь обычно вращается;

– индукционный каротаж (ИК) – приборы многозондовые, многочастотные (10,20 и 40 кГц), содержат малоглубинный зонд БК со сферической фокусировкой тока; разрешаемость по вертикали – 0,3–0,6 м, диапазон измеряемых сопротивлений – 0,2–2000 Ом, учет скин-эффекта, вмещающих пород и промывочной жидкости производится в режиме реального времени; использование в СП АИТ (фирма Schlumberger) трех частот генераторных катушек и 8 приемных катушек позволяет рассчитать 5 кривых ИК с глубиной измерений 10,20,30 и 90 дюймов и получить объемное отображение распределения в породе воды и углеводородов (технология Imaging);

– боковой каротаж (БК) – стандартные приборы – двухзондовые, содержат третий зонд МБК со сферической фокусировкой тока; диапазон измерений сопротивлений – 0,1–10⁵ Ом; фирмой Schlumberger разработан СП АRI с азимутальным измерением сопротивлений в 12 сегментах через 30°, он используется для изучения трещиноватых, перемятых и тонкослоистых пород в сочетании с микросканером ЭК;

– диэлектрический каротаж (ДК) – измерительные зонды – двухчастотные (25 МГц – 1,1 ГГц), содержат антенну катушек, диапазон измерений – 3–40ε;

– наклонометрия (Накл.) – приборы 4-х или 6-рычажные, на каждом башмаке – 1 или 2 зонда БМК; оснащены тремя взаимно ортогональными магнитомерами и акселерометрами; диапазоны измерения сопротивлений – 0,2 – 10³ Ом; углов азимутов и вращения – 0–360°, зенитного угла – 0–90°;

– опробователи пластов (ОПК) и измерители пластовых давлений в неограниченном количестве точек с погрешностью ±1 psi + 0,01 измеряемой величины; подъем на поверхность двух проб объемом 0,45–10 л, измерение УЭС промывочной жидкости и параметров углеводородной смеси;

– сверлящий керноотборник (Ко) – обеспечивает отбор 24–30 образцов размером Ø25,4x44,5 мм (10–12 образцов у российских СП).

Зарубежные фирмы осуществляют соединение модулей в единую сборку на устье скважины (вертикальная сборка). Обычно рекламные источники сообщают о возможности использования любых СП (модулей) в разнообразных сборках; конкретный состав сборок сообщается редко.

Фирма Computalog использует следующие сборки для пресной и минерализованной промывочной жидкости: 1) СГК + МК + БМК + 2НК + БК–3 + 2ГГКП + 2АК + БК со сферической фокусировкой + 2ИК; 2) СГК + 2НК + БК–3 + 2ГГКЛП + 2БК + БК со сферической фокусировкой + МК + 2АК. Сборки оснащены гибкими вставками; их положение не указано.

Примерный состав сборок фирмы CGG для пресной и минерализованной промывочной жидкости соответственно следующий: 1) СГК (либо ГК/контроллер) + МК + БМК + 2НК + БК–3 + 2ГГКП + АК + 2ИК; 2) СГК (либо ГК/контроллер) + 2НК + БК–3 + 2ГГКП + 2БК + БМК + АК. Фирма Western Atlas выполняет исследование стандартного интервала разреза (400 м) за 14 часов тремя сборками приборов, включающими: 1) 2ИК + БК со сферической фокусировкой + ПС + АК; 2) 2ГГКЛП + 2НК + СГК; ГДК + ОПК; 3) сборка, включающая ЯМК; ЯМК + Т + ЛМ + СГК + 2НК + 2ГГКП.

Комплекс методов ГИС и аппаратура, применяемые зарубежными фирмами при эксплуатации скважин, незначительно отличаются от отечественных. Например, на вооружении зарубежных фирм нет термоиндикаторов притока (термодебитометров), но имеются высокочувствительные механические дебитометры турбинного типа. За рубежом широко используются прецизионные высокочувствительные манометры и градиент-манометры, которых до сих пор нет у геофизиков России и СНГ.

Компания LEUTERT (Германия) разработала электронные приборы для измерения давления и температуры в нефтегазовых скважинах:

- автономный прибор LEUTERT LMG 4000 и LMG 4000S с твёрдым запоминающим устройством;
- скважинные приборы РК 201 и РК 221, работающие в режиме реального масштаба времени с коротажным кабелем;
- программное обеспечение LEUTERT KHS для интерпретации данных.

С помощью автономных приборов LMG-4000 и LMG-4000S можно измерять давление и температуру без электрического кабеля. Датчики, узел обработки данных и ЗУ получают электропитание от внутреннего аккумуляторного блока, состоящего из литиевых батарей.

Основные технические данные LMG-4000 (LMG-4000S).

Диаметр скважинного прибора, мм 36 мм (32).

Длина (с одним аккумуляторным блоком) 1456 мм (1721 мм).

Материал: нержавеющая сталь стойкая к действию H_2S

Продолжительность эксплуатации – 15 дней с 1 аккумулятором.

Давление:

диапазон, бар 0–1000;

точность, % * 0,025;

разрешение, % * 0,017;

чувствительность, % * 0,003;

Температура:

диапазон, °C 0–150 ;

точность, %* – 0,3;

разрешение, %* – 0,007;

чувствительность, %* – 0,07.

Частота измерений: 1/сек. – 1/ день.

Измерительных программ до 64.

Запоминаемые данные: давление, температура, период времени.

Схема оборудования устья скважины для спуска автономных скважинных приборов на проволоке с регистрацией измеряемых параметров в твердотельную память приведена на рисунке 3.38

* в % полной шкалы

Схема оборудования устья скважины для спуска автономных скважинных приборов на проволоке с регистрацией измеряемых параметров в твердотельную память приведена на рис. 3.38

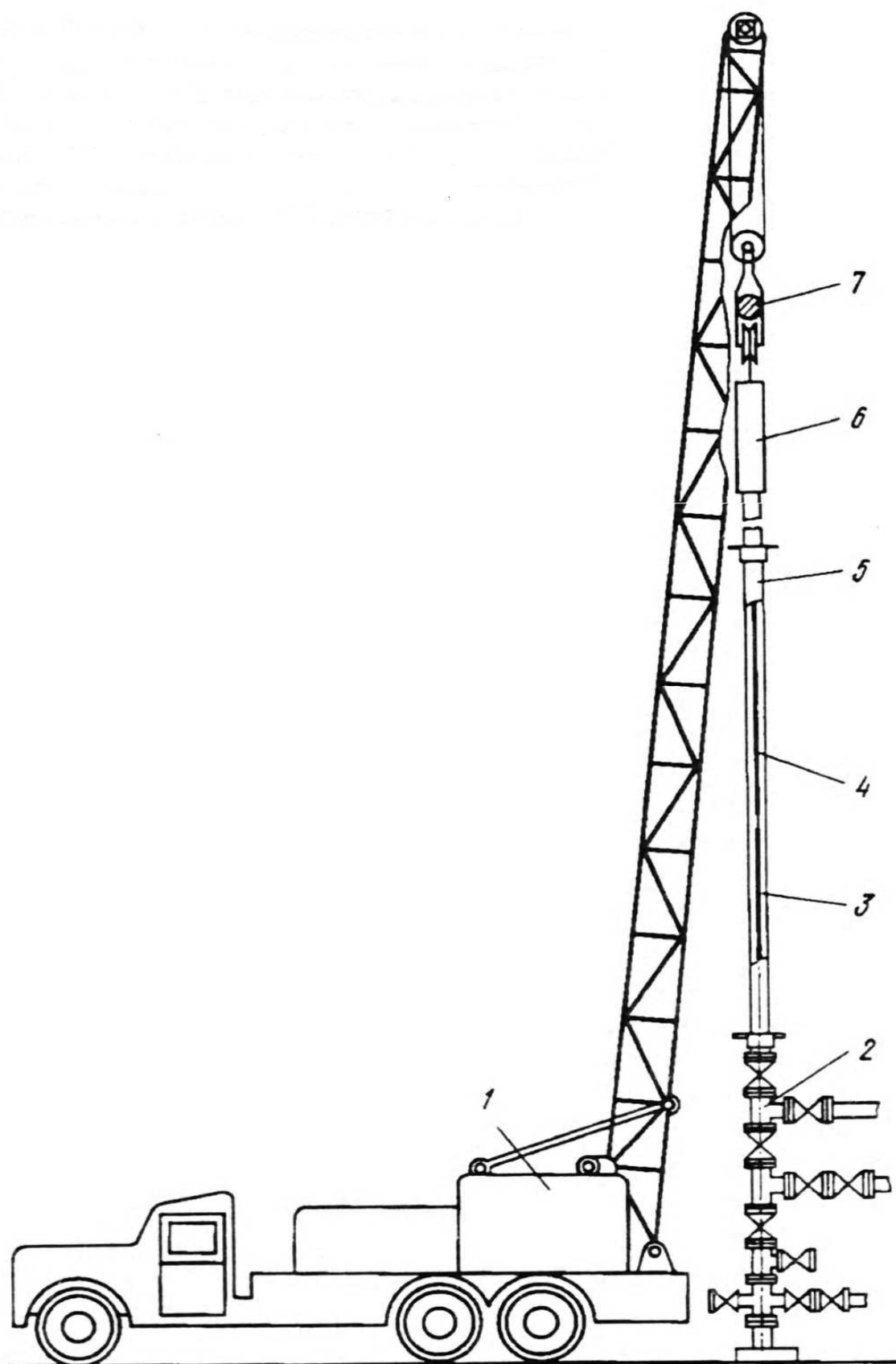


Рис. 3.38 Оборудование устья скважины для спуска глубинных приборов с дистанционной регистрацией измеряемых параметров;
 1 – агрегат; 2 – фонтанная арматура; 3 – прибор; 4 – грузы;
 5 – лубрикатор; 6 – сальниковое устройство; 7 – талевый блок

4. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН. РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

Под техническим состоянием объекта понимается вся совокупность его свойств, подверженных изменению в процессе эксплуатации и характеризующихся в определенные моменты времени признаками, установленными проектной или технической на него и подлежащими определению с установленной проектом периодичностью.

Контроль технического состояния скважин заключается в проведении следующих видов промыслово-геофизических работ:

- измерении искривления стволов скважин;
- определении диаметра ствола, мест прихвата бурильного инструмента;
- определении механического и коррозионного износа обсадных колонн;
- определении мест негерметичности обсадных колонн (по телу труб и в муфтовых соединениях);
- определении высоты подъема цемента за обсадными колоннами;
- контроль качества цементирования скважин;
- определение интервалов негерметичности цементного камня;
- обнаружении перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин;
- определение местоположения интервалов перфорации обсадных колонн;
- обнаружения мест притока в скважину и т.д.

4.1 Измерение искривления скважин (инклинометрия)

Скважины в зависимости от геологических и других условий проектируют или вертикальными или наклонно-горизонтальными. Углы и азимуты отклонения в скважинах измеряют специальными скважинными приборами – *инклинометрами*. В зависимости от системы измерения все инклинометры можно объединить в три группы.

Первая группа объединяет приборы, в которых для измерения азимута служит магнитная стрелка (буссоль), а датчиком угла является отвес.

Показания датчиков с помощью градуированных сопротивлений (потенциометров) преобразуются в электрические сигналы и по жиле кабеля передаются на поверхность (инклинометр на сопротивлениях).

Во *вторую группу* входят фотоинклинометры. В качестве указателя азимута служит буссоль, указателя угла – сферическое стекло с нанесенной сеткой углов наклона и шарик, свободно перемещающийся по этой сферической поверхности. Замеры проводят по точкам. Регистрация осуществляется в скважинном приборе путем фотографирования показаний датчиков на киноплёнку.

Третья группа – это гироскопические инклинометры. В качестве датчика азимута используют гироскоп, который при вращении сохраняет заданное направление оси в пространстве. Датчиком угла искривления служит отвес. Измерения выполняют непрерывно по стволу скважины.

Приборами, в которых датчиком азимута служит буссоль, измерения азимута можно проводить только в открытом стволе скважины. Гироскопические инклинометры позволяют измерять азимут в скважинах, обсаженных металлической колонной, а также в разрезах, в которых естественное магнитное поле Земли аномально искажено местными полями.

На практике геологоразведочных работ на нефть и газ наиболее широко применяются инклинометры с дистанционным электрическим измерением.

Основная часть простейшего инклинометра – вращающаяся рамка, кинематическая схема которой показана на рис. 4.1. Центр тяжести рамки смещен, в результате чего при любом положении скважинного прибора в пространстве плоскость рамки устанавливается перпендикулярно к плоскости искривления скважины. В рамке размещен указатель азимута и угла. Указатель азимута состоит из магнитной стрелки 1 и градуированного электрического сопротивления 2 (кругового реохорда).

Круговой реохорд смонтирован на изоляционной панели и установлен под магнитной стрелкой. Магнитная стрелка выполнена из двух намагниченных стерженьков, которые закреплены в дюралюминиевом колпачке с агатовым подшипником. Подшипник насажен на острие оси 5. Стрелка снабжена изолированными от нее пружинными контактами 4.

Корпус, в котором смонтирован указатель азимута, закреплен на двух полуосях и под действием груза 5 занимает положение, при котором ось магнитной стрелки всегда ориентирована вертикально.

Датчик угла искривления состоит из отвеса 6, стрелки 7 и градуированного электрического сопротивления (углового реохорда) 8. Плоскость качания отвеса перпендикулярна к плоскости рамки и совпадает с плоскостью искривления скважины.

В инклинометре установлен электромагнит, который по команде с поверхности фиксирует или освобождает магнитную стрелку и отвес. С помощью коллектора с тремя контактными кольцами 9 и двумя парами щеток 10 к измерительной цепи подключаются с помощью переключателя П либо реохорд угла наклона, либо датчик азимута.

При изменении азимута магнитная стрелка пружинными контактами 4 закорачивает часть реохорда. Сопротивление незамкнутой части $\Delta R\phi$ пропорционально азимуту ϕ . При измерении угла стрелка указателя угла отклонения, жестко скрепленная с отвесом, переместится на дугу δ и закоротит реохорд. Сопротивление незакороченного участка реохорда $\Delta R\delta$ пропорционально углу δ . Углы отклонения измеряют при фиксированном положении всех чувствительных элементов.

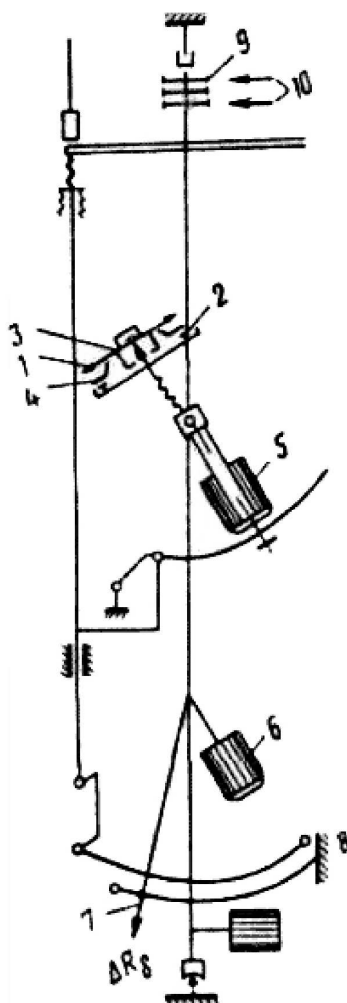


Рис. 4.1 Схема конструкции измерительной части инклинометра на сопротивлениях

Три плеча моста имеют постоянное сопротивление и установлены на поверхности в панели управления. Сопротивления $R1$ и $R2$ включаются при измерении углов, сопротивления $R4$ и $R5$ – при измерении азимута; $R3$ – общее сопротивление моста. Четвертое плечо складывается из сопротивления жилы кабеля, переменного сопротивления $R7$, предназначенного для компенсации изменения сопротивления жилы кабеля, и сопротивлений реохорда угла наклона $R\delta$ или магнитной буссоли $R\phi$.

В одну диагональ моста AB подключен источник тока E , в другую диагональ моста MN – гальванометр G . Переменное сопротивление $K6$ служит для компенсации моста при измерении $\Delta R\delta$ или $\Delta R\phi$.

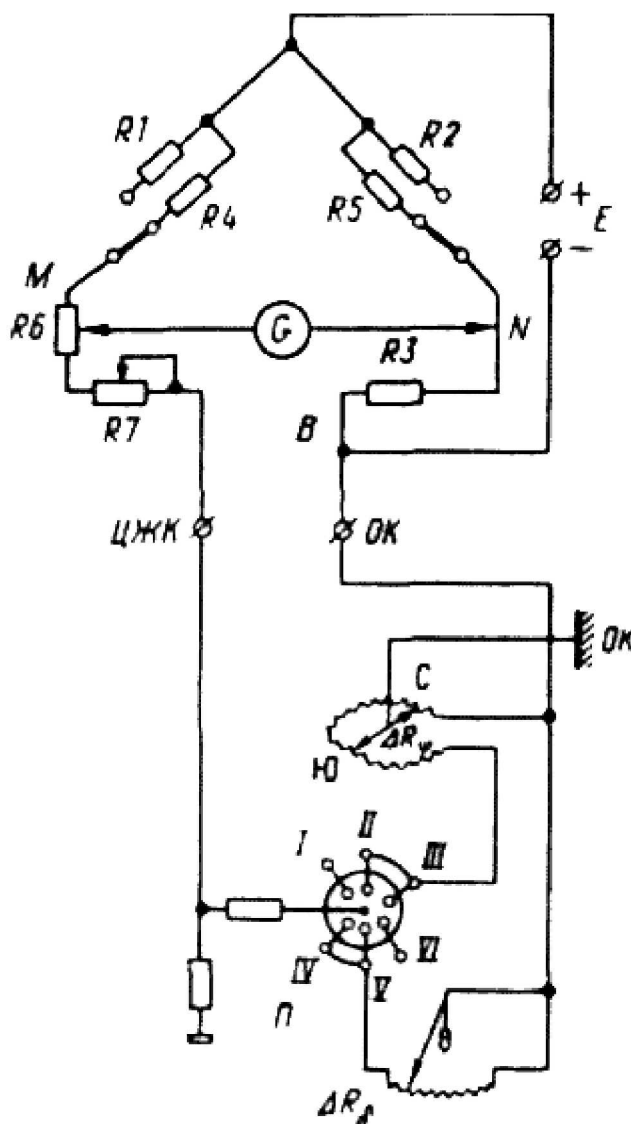


Рис. 4.2 Принципиальная электрическая схема инклинометра

Для обеспечения нормальной работы инклинометров систематически (не реже 1 раза в месяц) производится регулировка и балансировка их подвижных систем с использованием установочного инклинометрического

стола. Измерение элементов искривления скважины производится при подъеме прибора со скоростью, не превышающей 2000–2500 м/ч. В вертикальных скважинах интервалы замеров составляют 20–25 м, в наклонно-направленных – 5–10 м.

Первый замер производится на 2–3 м выше забоя. Для контроля качества измерений через каждые 5–10 точек в вертикальных и в каждой точке в наклонно-направленных скважинах, на 1 м выше основного замера, измерения повторяются, т.е. выполняются контрольные замеры. При последующих работах в скважине интервалы замеров, как правило, частично перекрываются (не менее чем в 3–5 точках).

Масштаб построения инклинограмм обычно выбирается 1:200 или 1:100. Если углы отклонения скважины от вертикали малы (не превышают $1-2^0$), азимут искривления неустойчив. В связи с этим проекции таких участков либо не строят, либо строят для укрупненных участков по усредненным данным замеров.

4.2 Основные задачи контроля технического состояния крепи скважин

Основными задачами контроля являются:

- определение высоты подъема цемента и сплошности цементного кольца за обсадными колоннами;
- определение качества цементирования и герметичности заколонного пространства скважин;
- получение фоновых кривых, характеризующих первоначальное состояние цементного кольца после цементирования скважин;
- получение фоновых кривых, характеризующих первоначальное техническое состояние обсадных колонн (с целью формирования «паспорта» их технического состояния);
- определение зон износа обсадных колонн, остаточной толщины труб и их остаточной прочности;
- обнаружение порывов и трещин по телу обсадных труб и их характера (продольных, поперечных, направленных под углом к оси обсадной колонны);
- обнаружение интервалов интенсивной коррозии и сквозных прожвложений обсадных колонн;

- обнаружение негерметичных муфтовых соединений и иных мест негерметичности обсадных колонн;
- обнаружение интервалов заколонных перетоков, источников обводнения продукции скважин и др.

4.3 Оценка качества цементирования скважин

При качественном цементировании скважин обеспечивается:

- наличие в затрубном пространстве затвердевшего цемента, поднятого до проектной глубины от устья скважины;
- равномерность распределения цемента в затрубном пространстве;
- сплошность цементного камня и хорошее его сцепление с колонной и стенкой скважины;
- герметичность заколонного пространства скважин.

Основным критерием качества цементирования скважин является надежная изоляция пластов – коллекторов с различным флюидосодержанием и отсутствие межпластовых перетоков флюидов.

Контроль качества цементирования скважин традиционно осуществляется акустическими, термическими и радиоактивными методами.

4.3.1 Акустический контроль качества цементирования скважин

Определение степени сцепления цемента с колонной и с горной породой определяется только по данным акустической цементометрии (АКЦ). Если обсадная колонна (ОК) не имеет сцепления с цементом (свободна), то упругие колебания, возбужденные в ОК, не передаются цементному камню, и упругая волна распространяется по колонне со скоростью 5201 м/с при относительно небольшом ослаблении.

В случае качественной заливки и при хорошем сцеплении, между колонной и цементом имеется акустический контакт и упругие колебания в колонне возбуждают такие же колебания в цементном камне. Поэтому большая часть их энергии рассеивается на пути между источником и приемником. Приемник регистрирует значительное ослабление и быстрое затухание этих колебаний.

Акустический контроль качества цементирования скважин (АКЦ) осуществляется с помощью специальных скважинных приборов – цементометров и основан на различии затухания и скорости распространения уп-

ругих колебаний в зависимости от плотности сцепления цементного камня с колонной и стенкой скважины. Качество цементирования традиционно оценивается по трем измеряемым параметрам:

- амплитуде продольной волны в колонне A_k ;
- амплитуде продольной волны в породе A_n ;
- времени распространения продольной волны в породе t_n .

Основную информацию о качестве цементирования скважин несут параметры A_k и t_n . Малая амплитуда A_k (не более 0,2 от максимального значения) служит основным признаком сцепления цементного камня с колонной, а большая (не менее 0,8 от максимального значения) указывает на отсутствие этого сцепления. Отклонение времени распространения продольной волны в породе t_n от времени пробега упругой волны по колонне t_k служит признаком наличия цемента за колонной и его сцепления с ней. (Плохому сцеплению цемента с колонной и образованию зазора между колонной и цементным кольцом может способствовать наличие глинистой корки, эксцентричное положение колонны в стволе скважины, плохое качество цементного раствора из-за перемешивания его с промывочной жидкостью в процессе цементирования скважины).

На основании перечисленных признаков оценивают качественное состояние цементного камня в затрубном пространстве с выделением интервалов, характеризующихся:

- наличием в затрубном пространстве цементного камня, жестко связанного с колонной (хорошее сцепление);
- неполным заполнением затрубного пространства цементным камнем или плохой связью с колонной (плохое сцепление);
- отсутствием сцепления цементного камня с колонной или вообще отсутствием цемента в затрубном пространстве;
- чередованием участков, хорошо и плохо сцепментированных с колонной, содержащих и не содержащих цементный камень в затрубном пространстве (частичное сцепление). Схема интерпретации диаграмм АКЦ показана в таблице 4.1.

Растущий спрос на проведение исследований методом акустической цементометрии непрерывно сопровождался совершенствованием технических средств измерений, способов регистрации данных, визуализации первичных данных и результатов их обработки и интерпретации. Вместо скважинных приборов с двухэлементным (излучатель I – приемник $П$) из-

мерительным зондом появились приборы с трехэлементными (ИПП) и более зондами с цифровой регистрацией первичных данных. Применение вычислительной техники позволило перейти к их многовариантной обработке, уменьшающей погрешность подготовленных заключений о качестве цементирования колонн и заколонного пространства скважин.

Таблица 4.1.

Схема интерпретации диаграмм АКЦ

Амплитуда A_k	Величина t_n	Отбивка муфт	Результаты интерпретации
Максимальная	$t_n = t_k$	отбиваются	Цемент отсутствует или не сцеплен с колонной
0.2–0.8 от максимального значения	$t_n \approx t_k$	отбиваются	Частичное сцепление цемента с колонной
Минимальная (нулевая)	$t_n > t_k$	Не отбиваются	Хорошее сцепление цемента с колонной

Вместе с тем стандартное заключение, подготовленное по материалам АКЦ, не позволяет судить об изоляции пластов – коллекторов с различным флюидосодержанием, отсутствии межпластовых перетоков флюидов и герметичности заколонного пространства скважин, т.к. ограничивается предоставлением лишь косвенных сведений о состоянии контактов цементного камня с обсадной колонной и с горными породами.

Поэтому для оценки надежности изоляции заколонного пространства нефтяных и газовых скважин оказывается необходимым привлечение других геофизических методов (например, гамма-гамма каротажа, метода радиоактивных изотопов, термометрии и спектральной шумометрии и др.).

4.3.2 Метод гамма-гамма-каротажа

Для контроля качества цементирования обсадных колонн методом гамма-гамма-каротажа (ГГК) разработаны специальные приборы (гамма-дефектомеры-толщиномеры типа СГДТ (СГДТ-2, СГДТ-3, СГДТ-НВ и др.)

Основными элементами гамма-дефектомера-толщиномера СГДТ-2 являются:

- источник γ -излучения, установленный в нижней части скважинного прибора;
- детектор γ -излучения, расположенный в скважинном приборе внутри массивного свинцового экрана с вертикальной прорезью (так называемого коллиматора), который установлен на определенном расстоянии от источника на вращающемся (с помощью электродвигателя) основании.

Поэтому, при непрерывном перемещении прибора в стволе скважины происходит сканирование как обсадной колонны, так и заколонного пространства и регистрируется круговая цементограмма и толщинограмма, характеризующие изменение интенсивности рассеянного γ -излучения по окружности. Интервалы, где цементный камень (ЦК) отсутствует или не полностью заполняет затрубное пространство, отмечаются как участки пониженной плотности.

Скважинные гамма-дефектомеры-толщиномеры СГДТ-2, СГДТ-3, СГДТ-НВ и др. позволяют определить:

- высоту подъема цементного раствора;
- качество заполнения затрубного пространства цементным раствором и равномерность его распределения за колонной (по периметру скважины и вдоль ее оси);
- эксцентриситет колонны в стволе скважины;
- места расположения муфт и центрирующих фонарей;
- средний диаметр и среднюю толщину труб обсадных колонн с погрешностью 0,5 мм;

Однако на качество получаемой информации влияют барит в буровом растворе и отложения радиоактивных солей в скважинной зоне и на внутренних стенках обсадной колонны. Другими их недостатками являются:

- сложность аппаратуры, требующая высококвалифицированного обслуживания и тщательной подготовки к исследованиям;
- низкая скорость исследований;
- использование радиоактивных изотопов для создания гамма-излучения накладывает дополнительные требования к безопасности проведения исследований, а сами исследования приравниваются к аварийным работам в скважинах из-за опасности оставления радиоактивного источника на забое.

4.3.3 Метод радиоактивных изотопов

В зарубежной и отечественной практике известны способы радиоактивного каротажа с использованием меченых веществ, обладающих различными аномальными ядерно-физическими свойствами относительно окружающей среды и наличие которых надежно выделяется методами радиоактивного каротажа. (В качестве меченого вещества могут быть использованы как радиоактивные изотопы – метод радиоактивных изотопов, так и изотопы, обладающие аномально-высоким сечением захвата тепловых нейтронов – нейтронный метод меченого вещества).

При исследовании технического состояния скважин метод радиоактивных изотопов применяется для оценки качества первичного цементирования, определении характера заполнения заколонного пространства скважин тампонажным раствором, выявлении путей распространения ремонтных составов за обсадными колоннами при вторичном или исправительном цементировании, обнаружении мест негерметичности обсадных колонн, а также при проведении ремонтных работ по изоляции водопритокков, ликвидации межпластовых перетоков флюидов, устранению миграции газа в заколонном пространстве скважин и т.п.

Для определения высоты подъема цемента в затрубном пространстве в цемент добавляют меченое вещество – какой-либо искусственный радионуклид с небольшим периодом полураспада, (например, I^{131} , $T_{1/2} = 8$ дней) или размельченную урановую руду с небольшим содержанием U . В общем случае меченое вещество может быть введено в скважину в виде водного раствора солей изотопа, суспензии, на твердом носителе (песке и т.д.) путем:

- продавливания растворов и смесей, приготовленных на поверхности в специальных емкостях с помощью насосов цементировочных агрегатов;
- введения в поток воды, закачиваемой в скважину;
- использования глубинных инжекторов, в виде дистанционной поршневой системы или порохового заряда;
- с помощью пулевых перфораторов, выстреливающих специальными пулями, начиненными меченым веществом и т.п.

Недостаток этого метода – необходимость соблюдения правил техники безопасности при работе с радиоактивными веществами. Зато этот метод позволяет не только выполнить ОЦК, но и оценить полноту заполнения затрубного пространства цементным камнем, если детектор γ -излучения поместить во вращающийся экран с прорезью.

В АО НПЦ «Тверьгеофизика», разработана также методика по применению короткоживущих изотопов для контроля герметичности цементного кольца в заколонном пространстве скважин, суть которой заключается в приготовлении раствора, меченого радионуклидами натрия – 24, закачке его в скважину с последующей индикацией радиоактивных аномалий стандартной аппаратурой, имеющей канал гамма – каротажа [19]. Приготовление радионуклидов натрия – 24 производится в стационарных условиях или по приезду на скважину с помощью специального активационного устройства ТАУ-2 с использованием источника, имеющего выход нейтронов не менее $2 - 5 \cdot 10^7 \text{ с}^{-1}$ (Pu–Be или Cf-252 – плутоний – бериллий или калифорний соответственно).

Выбор натрия – 24 обусловлен малым периодом полураспада (15 часов), высокой энергией выхода гамма – квантов (1,37 и 2,75 МэВ) при использовании широкодоступных активируемых соединений натрия Na_2CO_3 и NaHCO_3 , отсутствием адсорбции при контакте с твердой фазой в скважине и т.п.

4.3.4 Применение метода термометрии при контроле цементирования скважин

Метод термометрии применяется для определения высоты подъема цементного раствора за обсадными колоннами путем регистрации тепловых эффектов, созданных экзотермической реакцией схватывания цемента. Выделяющееся тепло повышает температуру в интервале, где находится цемент. Уровень подъема цемента отбивается по резкому увеличению температуры. Эта операция называется еще «отбивкой цементного кольца» – (ОЦК). В интервале ствола скважины, находящемся ниже уровня цемента, температурная кривая осложнена резкими отклонениями, вызванными неравномерностью толщины цементного кольца и различием тепловых свойств горных пород.

Наибольшее выделение тепла при схватывании цемента происходит, как правило, через 5–10 часов после его затворения. Для получения наилучших результатов замер термометром обычно производят после освобождения устья скважины от цементировочной головки и не позднее 12–18 часов после окончания операции цементирования.

Основными ограничениями к применению метода термометрии являются:

- невозможность определения равномерности распределения цементного камня в заколонном пространстве скважин;
- неэффективность при использовании облегченных цементных растворов.

Однако этот метод в связи с существенными ограничениями к применению вытесняется другими, более эффективными методами.

4.4 Общие положения контроля технического состояния обсадных колонн

Эксплуатационная надежность и экологическая безопасность скважины, как сложного инженерного сооружения, во многом определяется техническим состоянием обсадных колонн, являющихся основным элементом крепи. Повреждения обсадных колонн являются причинами различных осложнений, предопределяют межколонные проявления и межпластовые перетоки, загрязнение недр, источников водоснабжения и окружающей среды, а при определенных условиях могут приводить к открытым фонтанам, грифонам и другим аварийным ситуациям.

Помимо отмеченного, скрытые дефекты труб часто образуются в процессе проведения погрузочно-разгрузочных операций и транспортировки их на буровую. Последнее обуславливает необходимость проведения в ответственных случаях дефектоскопии обсадных труб до после их спуска в скважину.

При эксплуатации скважин повреждения обсадных колонн могут происходить из-за механических напряжений, образующихся в разных частях обсадных труб при воздействии внутреннего давления при опрессовках, нагнетании в пласт жидкости и гидравлическом разрыве пласта, изменения теплового режима скважин, снижения пластового давления, разрушения призабойной зоны (при выносе песка и истощения пластов), усталостных явлений в материале труб и т.п.

На поздней стадии эксплуатации скважин часто имеют место коррозионные повреждения обсадных колонн (особенно при наличии углекислого газа и сероводорода в пластовом флюиде).

Таким образом, оказывается необходимым осуществлять мониторинг на протяжении всей «жизни» скважин как при строительстве, так и при их эксплуатации путем проведения комплексных геофизических исследований в следующей последовательности и направлениях:

- снятие фоновой кривой – дефектограммы (дефектоскопия обсадной колонны), характеризующей наличие или отсутствие дефектов металлургического производства труб, т.е. получение дефектоскопического паспорта обсадной колонны;

- профилометрия обсадной колонны для определения ее первоначального проходного сечения и контроля правильности свинчивания из труб с разной толщиной стенок с помощью контактных – электромеханических и бесконтактных – электромагнитных профиломеров;

- определение высоты подъема цемента и оценка состояния цементного кольца (снятие фоновой кривой) по двум границам: колонна – цементный камень – порода;
- дефектоскопия обсадной колонны после ее опрессовки (в случае негерметичности – для определения мест негерметичности и характера повреждений обсадной колонны);
- дефектоскопия и профилометрия обсадной колонны после ее перфорации (для определения возможных деформаций обсадных труб и наличия трещин выше и ниже зоны прострела, а также для оценки степени опасности обводнения продукции скважин из-за несоответствия длин фактического и проектного интервалов перфорации);
- профилометрия обсадных колонн для определения механического износа в участках интенсивного искривления стволов скважин;
- определение остаточной толщины изношенных обсадных труб и оценка их остаточной прочности;
- дефектоскопия обсадных колонн для прогнозирования и предупреждения возникновения заколонных перетоков за счет сквозных прожвложений и других повреждений труб, образующихся при эксплуатации скважин (в зонах дефектов металлургического производства и иных дефектов, а также в зонах концентрации механических напряжений);
- дефектоскопия и профилометрия обсадной колонны перед проведением ремонтных работ, определение состояния цементного кольца (по двум границам: колонна – цементный камень – порода) и обнаружение заколонных перетоков флюида ;
- дефектоскопия и профилометрия обсадных колонн перед забуриванием наклонных и горизонтальных стволов из старых скважин.

4.4.1 Основные задачи контроля

технического состояния обсадных колонн

Основными задачами контроля являются:

- получение фоновых кривых, характеризующих первоначальное техническое состояние обсадных колонн с целью формирования «паспорта» их технического состояния;
- определение зон износа обсадных колонн бурильной колонной и породоразрушающим инструментом;
- определение остаточной толщины труб и их остаточной прочности;

- обнаружение порывов, трещин и других повреждений по телу обсадных труб и их характера (продольных, поперечных, направленных под углом к оси обсадной колонны);
- обнаружение интервалов интенсивной коррозии и сквозных прожвложений обсадных колонн;
- обнаружение негерметичных муфтовых соединений и иных мест негерметичности обсадных колонн.

4.4.2 Основные виды дефектов и повреждений обсадных колонн

- сосредоточенный желобной износ замками и трубами бурильной колонны в местах интенсивного искривления и перегибов стволов скважин (рис. 4.3);
- порезы и иссечение внутренней поверхности труб резцами долот при разбурировании цементных стаканов (рис. 4.4);
- деформация и смятие обсадных колонн;
- порывы и трещины по телу труб (рис. 4.5);
- сквозные протертости и ослабления резьб в муфтовых соединениях;
- потеря герметичности в муфтовых соединениях и по телу труб;
- коррозионные повреждения (рис. 4.6).

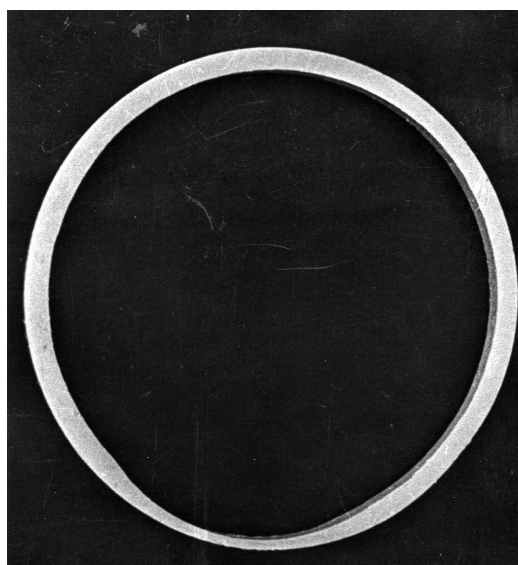
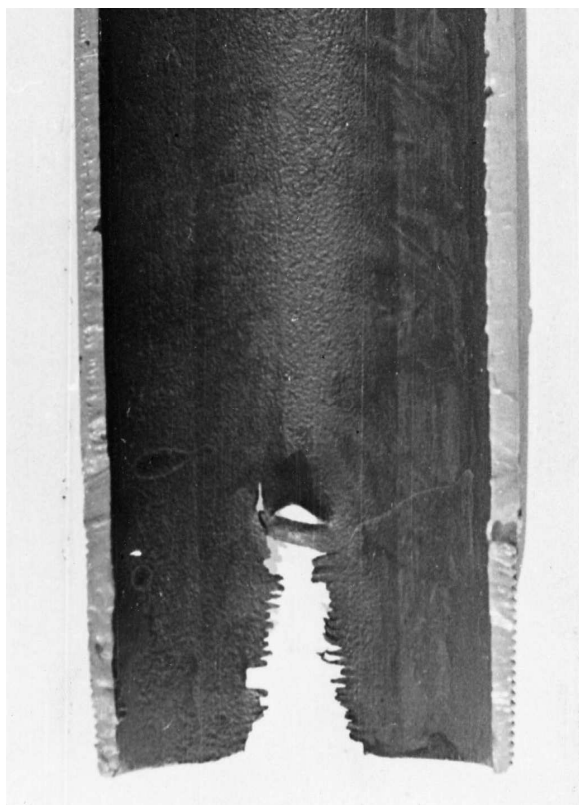


Рис. 4.3 Сосредоточенный желобной износ замками и трубами бурильной колонны.



Рис. 4.4 Порезы и иссечение внутренней поверхности труб резцами долот при разбурировании цементных стаканов

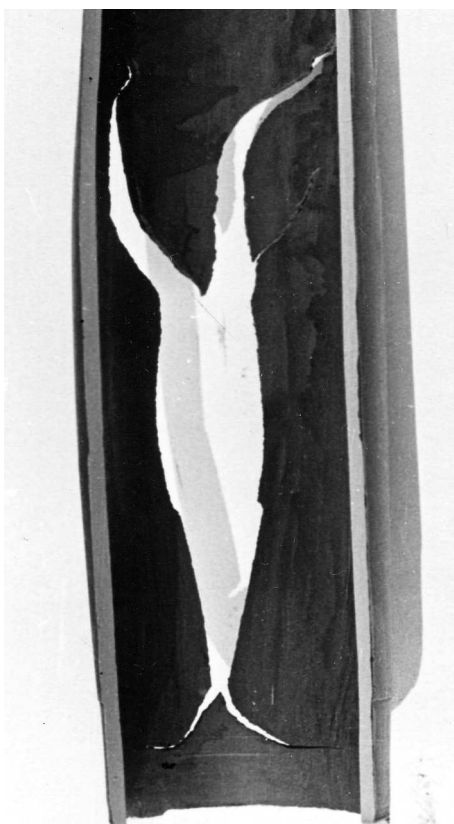


Рис. 4.5 Порывы и трещины по телу труб

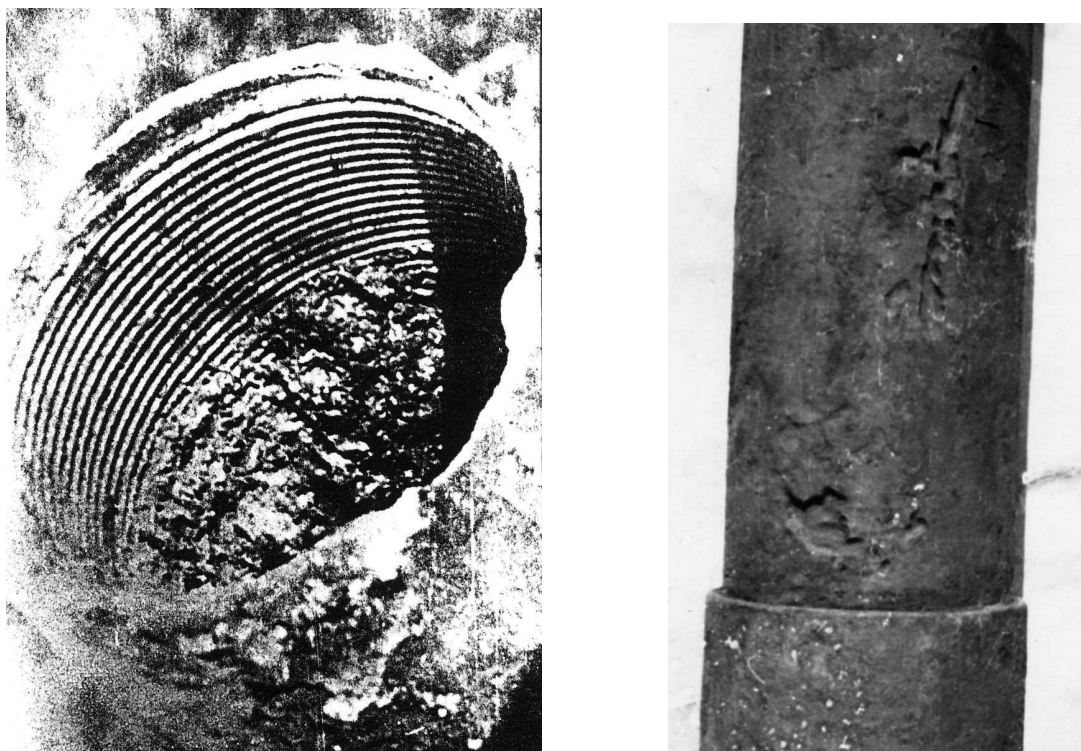


Рис. 4.6 Коррозионные повреждения

4.5 Научно-обоснованная концепция контроля технического состояния обсадных колонн

Повреждения обсадных колонн являются причинами различных осложнений, определяют межколонные проявления и межпластовые перетоки, загрязнение недр, источников водоснабжения и окружающей среды, а при определенных условиях могут приводить к открытым фонтанам, грифонам и другим аварийным ситуациям.

Помимо отмеченного, скрытые дефекты труб часто образуются в процессе проведения погрузочно-разгрузочных операций и транспортировки их на буровую. Последнее обуславливает необходимость проведения в ответственных случаях дефектоскопии обсадных труб до после их спуска в скважину.

При эксплуатации скважин повреждения обсадных колонн могут происходить из-за механических напряжений, образующихся в разных частях обсадных труб при воздействии внутреннего давления при опрессовках, нагнетании в пласт жидкости и гидравлическом разрыве пласта, изменения теплового режима скважин, снижения пластового давления, разрушения призабойной зоны (при выносе песка и истощения пластов), усталостных явлений в материале труб и т.п.

На поздней стадии эксплуатации скважин часто имеют место коррозионные повреждения обсадных колонн (особенно при наличии углекислого газа и сероводорода в пластовом флюиде).

Таким образом, оказывается необходимым осуществлять мониторинг на протяжении всей «жизни» скважин как при строительстве, так и при их эксплуатации путем проведения комплексных геофизических исследований в следующей последовательности и направлениях:

- снятие фоновой кривой – дефектограммы (дефектоскопия обсадной колонны), характеризующей наличие или отсутствие дефектов металлургического производства труб, т.е. получение дефектоскопического паспорта обсадной колонны;

- профилометрия обсадной колонны для определения ее первоначального;

Проходного сечения и контроля правильности свинчивания из труб с разной толщиной стенок с помощью контактных – электромеханических и бесконтактных – электромагнитных профиломеров;

- определение высоты подъема цемента и оценка состояния цементного кольца (снятие фоновой кривой) по двум границам: колонна – цементный камень – порода;

- дефектоскопия обсадной колонны после ее опрессовки (в случае негерметичности – для определения мест негерметичности и характера повреждений обсадной колонны);

- дефектоскопия и профилометрия обсадной колонны после ее перфорации (для определения возможных деформаций обсадных труб и наличия трещин выше и ниже зоны прострела, а также для оценки степени опасности обводнения продукции скважин из-за несоответствия длин фактического и проектного интервалов перфорации);

- профилометрия обсадных колонн для определения механического износа в участках интенсивного искривления стволов скважин;

- определение остаточной толщины изношенных обсадных труб и оценка их остаточной прочности;

- дефектоскопия обсадных колонн для прогнозирования и предупреждения возникновения заколонных перетоков за счет сквозных прожваний и других повреждений труб, образующихся при эксплуатации скважин (в зонах дефектов металлургического производства и иных дефектов, а также в зонах концентрации механических напряжений);

– дефектоскопия и профилометрия обсадной колонны перед проведением ремонтных работ, определение состояния цементного кольца (по двум границам: колонна – цементный камень – порода) и обнаружение заколонных перетоков флюида;

– дефектоскопия и профилометрия обсадных колонн перед забуриванием наклонных и горизонтальных стволов из старых скважин.

4.6 Методы контроля технического состояния обсадных колонн

Систематический контроль технического состояния обсадных труб является одной из наиболее действенных мер предотвращения возможных аварий и заключается в определении их остаточной толщины, внутреннего диаметра, овальности, местоположения башмака и муфтовых соединений, а также в выявлении в них различных дефектов (трещин, порывов и т.д.).

В настоящее время известны следующие методы: опрессовка, индикаторный метод по радону (ИМР), расходометрия и дебитометрия, термометрия, резистивиметрия. Кроме этого применяются оптический метод контроля, акустические методы, профилометрия, методы магнитной и электромагнитной дефектоскопии, метод рассеянного гамма-излучения, метод снятия оттисков и силовой метод контроля.

Рассмотрим кратко их возможности с целью определения оптимальных сочетаний для получения достоверной и достаточной информации о техническом состоянии обсадных колонн.

Метод опрессовки

Первую информацию о характере повреждений обсадных колонн обычно получают при испытаниях их на герметичность. При этом по расходу закачиваемой в колонну жидкости можно составить представление о тяжести повреждения.

Место повреждения определяют поинтервальной опрессовкой с помощью пакеров. Колонну с пакерами спускают на половину глубины обсаженной скважины и создают давление жидкостью или воздухом. При перепаде давления 1,5–2,0 МПа эластичные манжеты запакеровываются, перекрывая межтрубное пространство в скважине. Путем предварительного исключения герметичных узлов обсадной колонны при осевых перемещениях колонны труб с пакерами вниз и вверх определяют интервал повреждения.

В худшем случае, когда место повреждения будет найдено после исключения всей герметичной части обсадной колонны, кроме участка длиной l_0 , где колонна негерметична, число осевых перемещений n колонны труб с пакерами в скважине при длине обсадной колонны L будет равно:

$$n = \frac{\ln \frac{L}{2l_0}}{\ln 2} \quad (4.1)$$

где, при $L = 2000$ м, а $l_0 = 1$ м, $n = 10$.

В лучшем случае – $n = 1$. Во всех остальных случаях для данной обсадной колонны число перемещений $1 < n < 10$. Отсюда видно, что этот метод достаточно трудоемок.

Выше показано, что повреждение изношенных и ослабленных порезами обсадных колонн происходит при избыточном внутреннем давлении всего 1,4–8,4 МПа. Следовательно, можно сделать вывод, что метод опрессовки является разрушающим, т.е. обнаружение имеющихся повреждений обсадных колонн может сопровождаться образованием новых.

Индикаторный метод по радону (ИМР)

Для контроля технического состояния обсаженных скважин в институте «Волгоград НИПИ нефть» разработан индикаторный метод по радону (ИМР), заключающегося в обогащении нелетучих жидкостей (воды, нефти, бурового и тампонажного растворов и т.д.) радоном, введении этих жидкостей в скважину и обнаружении их с помощью гамма-каротажа.

Технология проведения исследований предусматривает запись кривой естественной γ -активности, прокачку индикатора и запись кривой γ -активности после продавливания индикатора в заколонное пространство. Сопоставление этих кривых дает возможность определять места повреждений обсадных колонн и поглощения растворов, направление движения жидкости в затрубном пространстве, профиль приемистости скважины и т.д.

Радон не адсорбируется на буровом, эксплуатационном и каротажном оборудовании, глинистой корке и скелете пород, быстро выводится из организма (1–6 ч). Период полураспада составляет 3,825 ч. Поэтому обеспечивается большая степень радиационной безопасности, чем при использовании других радиоактивных индикаторов.

С целью очистки оборудования и каротажной станции от радонового индикатора достаточно промыть их водой один – два раза. Использованную воду закачивают в скважину или собирают в специальный сборник, где выдерживают до спада активности радона.

Контейнер, в который собирают радон, должен быть герметичным и прочным. Для его перевозки необходима специальная автомашина или прицеп. Мощность дозы излучения в кабине автомобиля не должна превышать 2,8 мбэр/ч, а на расстоянии 2 м от наружной поверхности автомашины или прицепа – 10 мбэр/ч.

Следует отметить, что, несмотря на сравнительно малую адсорбцию радона и быстром выводе его из организма, данный метод является экологически грязным и вредным для биологических организмов. Он требует высокого мастерства и больших затрат времени. Поэтому в России и за рубежом данный метод применяют редко.

Расходометрия и дебитометрия

Осуществляется с помощью механических или термокондуктивных расходомеров (дебитометров), опускаемых в исследуемую обсадную колонну на каротажном кабеле.

Механические дебитометры (расходомеры) представляют собой тахометрические преобразователи скорости потока жидкости или газа в число импульсов в единицу времени. Чувствительным элементом служит турбинка, вращающаяся набегающим потоком того или иного флюида.

Расходограмма и дебитограмма обычно представляет собой зависимость показаний механического расходомера (дебитометра) в импульсах в минуту от глубины. На дебитограммах работающие и принимающие интервалы выделяются по увеличению числа импульсов, прямо пропорциональных скорости потока жидкости.

Для проведения работ необходим продавочный агрегат с запасом жидкости, объем которой превышает объем ствола скважины.

Наиболее простым при определении глубины повреждения обсадных колонн является случай, когда скважина не перфорирована, призабойная зона герметична, а жидкость при закачке уходит через место повреждения обсадной колонны. Если расход жидкости составляет более 150–200 м³ в сутки, то глубина повреждения четко отмечается по кривой непрерывной записи расходометрии. В сложных случаях, когда имеется несколько повреждений в обсадных колоннах или расход жидкости через участки нарушения герметичности незначителен (менее 100 м³ в сутки), в качестве дополнительного метода может быть использована термокондуктивная дебитометрия.

Термокондуктивные дебитометры (расходомеры) работают по принципу термоанемометра – набегающий поток жидкости охлаждает нагретую

электрическим током спираль и тем самым изменяет ее электрическое сопротивление. Они обладают более высокой чувствительностью, чем механические расходомеры и дебитомеры. Однако показания термокондуктивных дебитометров и расходомеров зависят не только от количества, но и от состава флюида, протекающего по обсадной колонне. Это создает дополнительные трудности при оценке характера и величины повреждения обсадной колонны.

Метод термометрии

Метод термометрии основан на регистрации возникающих температурных аномалий в местах повреждений обсадных колонн при притоке или поглощении контрастной по температуре жидкости.

При определении места притока пластовой воды скважину заполняют жидкостью, температура которой отличается от температуры пластовой воды. Для регистрации относительного изменения температуры применяют дифференциальные термометры (градиент-термометры и аномалий-термометры). В отличие от показаний, зарегистрированных обычным термометром на термограмме дифференциального термометра будет получена прямая линия, параллельная оси глубины в неповрежденном участке обсадной колонны.

Аномалий-термограммы дают представление о форме и амплитуде отклонения аномалий температуры, а градиент-термограммы позволяют более точно определить местоположение границ аномальных зон. Благодаря высокой чувствительности дифференциальная термометрия также может быть использована для определения:

- интервалов прострела (перфорации) эксплуатационных колонн;
- интервалов внутриколонных перетоков флюидов;
- интервалов межпластовых перетоков флюидов по заколонному пространству скважин;
- мест негерметичности (утечек) в эксплуатационной колонне или НКТ и т.д.

Недостатком метода термометрии является длительность процесса исследования в связи с ожиданием установившегося температурного режима. Поэтому термометрия обычно применяется совместно с другими методами исследования технического состояния обсадных колонн.

Метод резистивиметрии

Метод резистивиметрии основан на измерении удельного электрического сопротивления жидкости с помощью скважинного резистивиметра в сочетании с операциями, вызывающими приток или поглощение жидкости через место повреждения.

Недостатками метода являются:

- невысокая точность определения места повреждения из-за перемешивания жидкостей;
- обнаруживается, как правило, только наиболее значительное повреждение;
- необходимость проведения неоднократных замеров.

Надежность обнаружения мест негерметичности рассмотренными выше методами зависит от ряда факторов, основными из которых являются объем уходящей жидкости через место повреждения, приемистость скважины и количество повреждений.

Таким образом, рассмотренные выше методы оценки технического состояния обсадных колонн позволяют лишь определять наличие и интервалы повреждений без их количественных характеристик.

Другими их недостатками являются длительность проведения исследований и большая трудоемкость.

Методы контроля технического состояния обсадных колонн, рассматриваемые ниже, обладают большими возможностями.

Оптический метод

Этот метод получил развитие в России и за рубежом с выпуском специальной скважинной аппаратуры. В 1961 г. в СССР начато производство скважинных фотоаппаратов типа ФАС-1, предназначенных для фотографирования стенок скважин с целью изучения строения горных пород (трещиностойкости, слоистости и т.п.), а также технического состояния обсадных колонн в сухих скважинах и заполненных прозрачной жидкостью.

ФАС-1 имел боковой обзор через наклонное зеркало и позволял вести съемку одиночными кадрами или сериями кадров на заданной глубине или при движении. Для получения панорамного изображения производилось фотографирование стенок скважин под разными азимутальными углами и монтаж снимков. В более поздних моделях – в фотоаппаратах ФКС-2 и ФКС-3 использовался способ кругового обзора для получения целостного кругового изображения интервала стенки скважины или обсад-

ной колонны с использованием отражающей поверхности второго порядка. Эти фотоаппараты позволяли получать ориентированные круговые фотографии стенок скважин хорошего качества, полностью используя возможность метода фотографирования.

В США и Нидерландах оптический метод также широко применялся для исследования скважин. Зарубежные фотоаппараты в основном аналогичны описанным выше.

В СССР также была разработана фототелевизионная установка ФТСУ, в которой телевизионная камера совмещалась с фотоаппаратом и осветителем. Для кругового обзора предусматривалось вращение наклонного зеркала. Фотографирование производилось на фотопленку шириной 16 мм. Угол зрения – 16 градусов, число кадров – 50, длина кабеля до 3000 м.

Для осмотра стенок необсаженных и обсаженных скважин в США использовались телевизионные установки, разработанные фирмами «American Pipe Cleaning Co» и «Lourens Radiation Laboratory».

Стенки скважин освещались электрической лампой мощностью 1000 Вт в первом случае и группой из 12 ламп, расположенных таким образом, чтобы освещать скважину под углом 120° – во втором. Включая тот или иной ряд ламп, можно изменять освещение для получения теневых эффектов от трещин и других повреждений.

Для защиты от высокой температуры предусматривался специальный кожух, заполненный фреоном или жидким азотом.

Фирма «Schell Development» разработала скважинную телевизионную систему, позволяющую наблюдать за состоянием стенок с одновременным определением азимута. Забойная аппаратура диаметром 120 мм спускалась на специальном армированном коаксиальном кабеле, имеющем основную центральную жилу и одиннадцать вспомогательных. Кабель наматывался на обычную лебедку геофизического подъемника. Освещение участка скважины осуществлялось от двух электроламп. При изменении интенсивности света верхней и нижней ламп можно судить об относительных положениях обозреваемых объектов, фиксируя при этом положения теней и световых эффектов при различном освещении.

В забойной аппаратуре установлено вращающееся зеркало, наклоненное под углом 45° к вертикали и позволяющее рассматривать участок стенки размером 90x122 мм в обсаженной или необсаженной скважине диаметром 222 мм. Небольшой магнитный компас, отражающийся в зеркале, позволяет в необсаженной скважине определить азимут изображения элементов ее стенок.

Телевизионная система работоспособна при давлении до 3,5 МПа, температуре 50 °С и глубине до 1380 м.

В настоящее время за рубежом фирмой «Huliberton» разработан новый метод использования телевизионной камеры для непосредственного наблюдения за состоянием бурильного инструмента в скважине, а также за наличием любых предметов на ее забое. Телевизионную камеру спускают в скважину на колонне бурильных труб и НКТ. Для обеспечения наблюдений вокруг телевизионной камеры создают оптически чистую зону путем закачки воды или специальной прозрачной жидкости. Данный метод визуального наблюдения запатентован в США и Великобритании. Оптический метод контроля, реализованный в описанной аппаратуре, может быть использован в прозрачных средах (газ, воздух, вода, прозрачный конденсат). Он не позволяет количественно определить величину износа обсадных колонн, их проходное сечение, внутренний диаметр, наличие вздутий или смятий, отличить задиры и порезы на внутренней поверхности обсадных труб от сквозных трещин.

Акустические методы

В России и за рубежом широко применяются акустические методы для решения задач поисково-разведочной и промысловой геологии, определения параметров горных пород через обсадную колонну, контроля качества цементирования скважин, определения технического состояния обсадных колонн и т.д.

Однако следует отметить, что:

- акустические сигналы, отраженные от стенок обсадных труб, зависят от физических свойств поверхности (гладкая, твердая или мягкая), а также от угла наклона ее относительно направления ультразвукового луча и эксцентриситета акустических приборов в обследуемых обсадных колоннах (эксцентриситет не должен превышать 8 мм, а перекося прибора – всего 0,4°;
- наличие отложений на внутренних стенках обсадной колонны (парафина, карбонатов, корок различного происхождения, продуктов коррозии и т.д.), резко снижает эффективность акустических методов;
- шероховатая или изъязвленная внутренняя поверхность обсадных труб приводит к ошибкам измерений, достигающим 30 % от фактической толщины стенок;
- невозможно выделить сквозные трещины на фоне задиры и всевозможных царапин;

– акустические приборы неработоспособны в «сухих» скважинах, исследования сильно затруднены в скважинах с неоднородным буровым раствором, содержащим шлам и газовую фазу, поскольку затухание акустической волны в нем возрастает в сотни раз и отраженный эхосигнал может не достигать приемника (максимальная плотность бурового раствора – не более 1300 кг/м³).

В связи с вышеизложенным, можно сделать выводы о том, что:

– использование акустического метода для получения количественной информации и определения характеристик дефектных участков труб обсадных колонн в реальных скважинных условиях сильно затруднено искажающим воздействием указанных дестабилизирующих факторов;

– проведение исследований с помощью скважинных акустических телевизоров отечественного и зарубежного производства (САТ-1, САТ-2, САТ-4, АВФ-12 и др.) целесообразно только в неглубоких скважинах (с небольшими отклонениями стволов от вертикали), заполненных однородной жидкостью и при тщательной очистке стенок колонны от коррозии, загрязнений парафином и отложений солей.

Во ВНИИКРнефти была разработана аппаратура акустического каротажа, работающая в пассивном режиме (гидрофон-шумоиндикатор), основанная на регистрации интенсивности шума, вызванного потоком флюида через негерметичность. Данная аппаратура предназначена для поиска малых негерметичностей в эксплуатационных обсадных колоннах и имеет высокую чувствительность к малым утечкам благодаря соответствующей частотной коррекции в приемно-усилительном тракте. Однако задача точного выявления отдельных микродефектов обсадной колонны не может быть решена с помощью регистрации интенсивности шума из-за значительной размытости шумовой аномалии по глубине и отсутствия в ряде случаев циркуляции флюида через искомую негерметичность.

Кроме того, в практике шумометрии были установлены случаи отсутствия шумового сигнала даже при наличии циркуляции флюида через негерметичность. Подобные явления объясняются главным образом тем, что поток через дефект обсадной колонны имеет в этих случаях ламинарный характер.

Исследования в скважинах сильно затруднены из-за сопутствующих шумов механического происхождения (шум центрирующих узлов и шум каротажного кабеля). Поэтому измерение интенсивности шумов гидродинамического происхождения осуществляется, как правило, при остановках скважинного прибора.

Профилеметрия

Данный метод основан на измерении диаметров обсадных колонн одновременно в нескольких вертикальных плоскостях с помощью много-рычажной механической системы, снабженной датчиком перемещений.

Измерительные рычаги в скважинном приборе устанавливаются равномерно по окружности и прижимаются к внутренней поверхности обсадной колонны с усилием, достаточным для «продавливания» различных отложений. С помощью данного метода можно оценить изменение внутренней геометрии труб с высокой скоростью (более 1000 м/ч).

Трубные профилемеры ПТС-1, ПТС-2 и ПТС-4 содержат по 8 измерительных рычагов, связанных с помощью толкателей с 8 резистивными датчиками перемещений. С помощью переключателя сигналы датчиков перемещений поочередно передаются на поверхность. Погрешность измерения внутренних размеров труб профилемерами ПТС-1, ПТС-2 и ПТС-4 составляет $\pm 1,0 \dots 1,5$ мм.

Электромеханический многорычажный каверномер фирмы «Dresser Atlas», по сравнению с отечественными приборами ПТС-1, ПТС-2, и ПТС-4, имеет большее число измерительных рычагов, контактирующих с внутренней поверхностью обсадной колонны и большую точность.

С увеличением числа измерительных рычагов вероятность попадания их в зону максимального износа растет, но и в этом случае не обеспечивается непрерывность контроля труб по их периметру, что необходимо для выявления дефектов обсадных колонн типа трещин.

Данный метод не обладает высокой эксплуатационной точностью (из-за деформации измерительных рычагов, эксцентриситета скважинного прибора в обсадной колонне и т.д.) и достоверностью, т.к. уменьшение внутреннего диаметра труб меньше номинального значения в зоне коррозионных и иных отложений может быть ложно истолковано как их деформация и смятие.

Методы магнитной дефектоскопии

Магнитные методы применяют для контроля изделий из ферромагнитных материалов, находящихся в намагниченном состоянии.

В зависимости от задач контроля используется циркулярное, продольное и комбинированное намагничивание. Наибольшая выявляемость дефектов наблюдается при направлении намагничивающего поля в изделии перпендикулярно направлению дефекта. Магнитные силовые линии,

встречая дефект на своем пути, не пересекают его, а обтекают, распространяясь к поверхности изделия. В результате над дефектом создается «выпучивающееся» магнитное поле, называемое полем утечки. Регистрация полей утечки может осуществляться с помощью ферромагнитного порошка или ферромагнитной жидкости. При этом ферромагнитные частицы как мелкие магнетики размещаются в местах дефектов, создавая видимое изображение, так называемые «спектры дефектов».

Исследования, проведенные французской фирмой «Vetco OGD» показали, что надрез на внутренней поверхности трубы шириной 1 мм и глубиной 12 % (и более) от толщины стенки трубы хорошо выявляется с помощью магнитной дефектоскопии. В эксперименте использовалась труба диаметром 125 мм и толщиной стенки 8 мм.

Для успешного применения магнитных методов напряженность магнитного поля должна быть 4000–8000 А/м. Следует также иметь в виду, что после проведения контроля труб необходимо их размагничивать.

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, что метод магнитной дефектоскопии наиболее удобно применять для контроля дефектов труб на земной поверхности.

Электромагнитные методы дефектоскопии

Основаны на регистрации изменений электромагнитного поля, возбуждаемого в изделии индуктивной катушкой. Электромагнитное поле воздействует на катушки измерительного преобразователя, наводя в них ЭДС или изменяя их полное сопротивление. ЭДС и полное сопротивление преобразователя зависят от многих параметров объектов контроля, т.е. информация по характеру многопараметровая. С одной стороны это позволяет осуществить многопараметрический контроль, а с другой – требуются специальные приемы для разделения информации об отдельных параметрах объекта. При контроле одного из параметров влияния остальных на сигнал преобразователя становится мешающим и это влияние необходимо всячески уменьшать. Другая особенность электромагнитного контроля состоит в том, что его можно проводить без контакта преобразователя с объектом контроля.

Получение первичной информации в виде электрических сигналов, бесконтактность и высокая производительность определяют широкие возможности электромагнитных методов. Кроме того, на сигналы измерительных преобразователей практически не влияют влажность, давление, радиоактивные излучения, загрязнение поверхности объекта контроля не-

проводящими веществами. Они могут работать в широком диапазоне температур и давлений, в агрессивных средах, устойчивы к механическим воздействиям.

Указанные качества создают предпосылки широкого использования электромагнитных методов в скважинных условиях для контроля технического состояния обсадных колонн.

Метод рассеянного гамма-излучения (МРГ)

Метод рассеянного гамма-излучения (МРГ) основан на поглощении гамма-квантов при расхождении слоя вещества и применяется при исследовании скважин для решения различных задач, связанных с геологической документацией разрезов (гамма-гамма каротаж – ГГК), контролем обводнения нефтяных пластов и контролем технического состояния скважин, для определения качества цементирования обсадных колонн, определения высоты подъема цемента, распределения цементного камня между обсадной колонной и стенками скважины и эксцентриситета колонны в стволе.

Обсадная колонна является сильным поглотителем гамма-квантов. Поэтому небольшие изменения толщины ее стенок заметно изменяют показания (10–12 % на 1 мм толщины).

Метод позволяет определять среднюю толщину стенки по периметру, интервалы механического и коррозионного износа, крупные дефекты с большой потерей металла независимо от плотности скважинной жидкости, отложений парафина и загрязнений внутренней поверхности труб. В России данный метод реализуется с помощью аппаратуры СГДТ-2, СГДТ-3 и т.п.

Скважинный гамма-дефектомер-толщиномер СГДТ-2 позволяет в 146 и 168 мм обсадных колоннах определить:

- среднюю толщину и средний диаметр труб по периметру с точностью до 0,5 мм;
- эксцентриситет колонны;
- качество заполнения затрубного пространства цементным раствором;
- места расположения муфт и центрирующих фонарей;
- высоту подъема тампонажного раствора;
- равномерность его распределения за колонной.

СГДТ-2 имеет большую чувствительность и разрешающую способность, но область его применения ограничена температурами 80–100 °С. В результате этого он находит применение в районах сравнительно неглубокого бурения (в Татарии, Башкирии, Тюменской области и т.д.).

Гамма-дефектомер-толщиномер скважинный СГДТ-3 предназначен для определения технического состояния обсадных колонн диаметром 146–168 мм и качества цементирования. С его помощью могут быть определены интервалы механического и коррозионного износа и средняя толщина обсадных колонн в диапазоне 5–12 мм с погрешностью 0,5 мм при внешнем гидростатическом давлении до 60 МПа и при температуре окружающей среды от –10 до 120 °С, а также эксцентриситет колонны в скважине.

Кроме указанных приборов (СГДТ-2 и СГДТ-3, СГДТ-НВ) известны гамма-толщиномер и гамма-калибромер, позволяющие определять толщину обсадных труб с точностью до 0,25 мм и внутренний диаметр их с точностью до –0,5 мм соответственно. Однако все они имеют ряд существенных недостатков:

- не выявляется желобной износ обсадных колонн, поскольку он оказывается изначально усреднен и «растянут» по всему периметру труб, а также трещины и небольшие дефекты, мало изменяющие объемную плотность среды в зоне контроля;
- определяют только усредненные значения толщины стенки и средний диаметр труб по периметру;
- по результатам исследований нельзя получить информацию о внутренней геометрии (проходном сечении) обсадных колонн;
- на качество получаемой информации влияют барит в буровом растворе и отложения солей в скважинной зоне и на внутренних стенках обсадной колонны;
- сложность аппаратуры, требующая высококвалифицированного обслуживания и тщательной подготовки к исследованиям;
- низкая скорость исследований;
- использование радиоактивных изотопов для создания гамма-излучения накладывает дополнительные требования к безопасности проведения исследований, а сами исследования приравниваются к аварийным работам в скважинах из-за опасности оставления радиоактивного источника на забое.

Метод снятия оттисков

Метод снятия оттисков реализуется с помощью спуска в обсадную колонну на трубах гидравлической печати, которая содержит недеформируемую или упругодеформируемую матрицу с установленным на ней пластичным слоем и механизм, прижимающий пластичный слой к изучаемому

объекту. Преимущество метода снятия оттисков заключается в том, что можно получать макро и микрогеометрию контролируемой поверхности на значительной площади. Получаемые оттиски легко интерпретируются, печать дает объемное изображение корродированных мест, лопнувших труб, трещин, порезов и перфорационных отверстий.

Недостатком данного метода является невозможность получения информации с поверхности обсадных колонн, имеющей малопроницаемые или совсем непроницаемые дефекты труб, за счет защемления жидкости в углублениях дефектов. Это препятствует контакту пластичного рабочего слоя с углублениями на исследуемых участках труб.

Не определяются дефекты, имеющие плавные переходы, например, желобной износ обсадных колонн замками бурильной колонны.

Использование гидравлических печатей для определения мест повреждения сопряжено с большими затратами времени на проведение исследований, поскольку они являются средствами контроля одноразового действия. Следовательно, для получения отпечатков дефектного участка обсадной колонны необходимо предварительное и точное определение его местоположения другими методами.

Метод снятия оттисков реализован в России в гидравлической печати ПГ. Принцип действия печати основан на прижатии пластичной поверхности расширяющегося резинового баллона к поврежденному участку обсадной трубы. Расширяется баллон жидкостью, закачиваемой под давлением.

Гидравлическая печать на насосно-компрессорных или бурильных трубах спускается к месту повреждения колонны. При этом жидкость, имеющаяся в скважине, через заливной клапан заполняет колонну труб и устройство; в течение, 0–15 мин поддерживается давление 1–3 МПа, после чего сливной клапан срабатывает, давление сбрасывается и печать поднимается на поверхность.

Гидравлическая печать разработана для эксплуатационных колонн диаметром 146 и 168 мм в институте ВНИИКРнефть и предназначена для снятия отпечатков с внутренней поверхности обсадной колонны при ремонте скважины с целью определения места, размеров и формы ее повреждения, а также для оценки качества перфорации.

Использование гидравлической печати помогает оценить состояние ремонтируемой колонны и сделать правильный выбор способа ремонта.

Исследования выполнимы в скважинах, заполненных водой, глинистым раствором с температурой до 363 К (90 °С).

Применение гидравлической печати при температурах до 90 °С обусловлено термостойкими свойствами сырой резины. Расширение диапазона температур, при которых печать работоспособна, может быть достигнуто при использовании более термостойких пластичных материалов. Испытания показали, что полученные отпечатки имеют четкий оттиск, позволяющий характеризовать состояние поврежденного участка колонны.

Силовой метод контроля

Силовой метод контроля основан на измерении сил сопротивления движению спускаемого устройства в скважине. С помощью силового метода контроля можно решать следующие задачи:

- определение интервалов резких перегибов ствола и будущих осложнений в обсадной колонне;
- определение прохождения через обсадную колонну различных компоновок инструмента и долот;
- исследование процесса трения бурильных труб в обсадной колонне.

Кроме того, силовой метод контроля можно использовать для выбора мест установки центраторов, протекторов, изучения закономерностей желобообразования в обсаженном и открытом стволах, определения фактической нагрузки на долото и т.д.

Замеры сил сопротивления в новой обсадной колонне позволяют выделять интервалы повышенных усилий при движении бурильных труб. Причиной этого могут быть резкие перегибы, уступы в местах соединения труб, увеличение или уменьшение диаметров, неровности в открытом стволе скважины и т.д. В этих интервалах возможны ускоренный износ, порезы и другие повреждения обсадных труб, срыв протекторных колец, слом бурильного инструмента.

Для осуществления силового контроля в СевКавНИПИнефти разработан комплекс устройств. Так, для измерения сил сопротивления и прижимающих усилий применяются устройства, в которых действующие усилия деформируют динамометрические пружины, размещенные в силовом звене. Эти деформации записываются на диаграмме регистрирующего устройства.

Наряду с устройствами для измерения сил сопротивления, которые спускаются на бурильных трубах и имеют автономные регистраторы, разработаны устройства аналогичного назначения, спускаемые на каротажном кабеле и имеющие по нему канал связи с наземным регистратором.

Промысловые испытания показали, что этим устройством можно определять перегибы обсадных колонн, в которых следует ожидать максимальный износ, а также устанавливать интервалы низкой проходимости геофизических приборов в стволе скважины.

Указанные устройства не дают никакой информации о повреждениях обсадных колонн, а только позволяют определить зоны по длине обсадной колонны, в которых повреждения обсадных труб наиболее вероятны.

Данные устройства могут быть полезны при проведении исследований технического состояния обсадных колонн для уменьшения затрат времени, поскольку при их исследовании можно совместить определение зон наиболее вероятных повреждений с операцией шаблонирования обсадной колонны, проводимой при подготовке скважины к исследованиям.

Заканчивая обзор методов контроля, отметим, что в соответствии с РД 39-И-П90-84 сквозные повреждения обсадных колонн обнаруживают комплексом методов – с помощью термометра, расходомера, локатора муфт, а в качестве дополнительных технических средств рекомендуется использовать скважинный акустический телевизор САТ, электромагнитный индикатор дефектов ДСИ, а также микрокаверномеры-профилемеры. Кроме того, сквозные повреждения обсадных колонн определяют путем поинтервальной опрессовки с помощью пакеров различной конструкции. В последнем случае на поиск мест негерметичности затрачивается много времени и средств, особенно при наличии нескольких повреждений в обсадной колонне.

Как было показано выше, обнаружение мест негерметичности в изношенных обсадных колоннах может сопровождаться образованием новых повреждений, т.е. гидродинамические методы определения повреждений обсадных колонн является разрушающими.

В таблице 4.2 приведены возможности рассмотренных методов. При этом, параметры, которые могут быть определены тем или иным методом отмечены единицей, а неопределимые – нулем.

Как видно из таблицы 4.2, недостатком большинства методов контроля является малая информативность, наличие разнообразных ограничений, а также то, что определение характера обнаруженных дефектов и их точных размеров довольно сложно.

Таблица 4.2

Возможности методов контроля технического состояния обсадных колонн

Методы контроля технического состояния колонн.	Определяемые параметры								
	Глубина поврежде- ния (интервал)	Протяжённость де- фекта	Раскрытие (ширина) дефекта	Глубина дефекта	Ориентация дефек- та по телу труб	Глубина желобного износа	Прочное сечение	Внутренний диа- метр	Величина коррози- онных язв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Опрессовка	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Поинтервальная опрессовка	1	0	0	0	0	0	0	0	0
ИМР	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходомерия	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Дебитомерия	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Термометрия	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Резистивиметрия	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Оптический	1	1	1	0	1	0	0	0	1
Телевизионный	1	1	1	0	1	0	0	0	1
МРГ	1	0	0	0	0	0	0	1	0
Снятие оттисков	0	1	1	0	1	0	0	0	1
Силовой метод	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Акустический	1 ^{хх}	1	1	0	1	0	0	1	1
Профилеметрия	1	1	0	1 ^{хх}	0	1 ^{хх}	1 ^{хх}	1 ^{хх}	1 ^{ххх}
Магнитный метод	1	1 ^{хххх}	1 ^{хххх}	1 ^{хххх}	1 ^{хххх}	1	1	1	1
Электромагнитные методы	1	1 ^{хххх}	1 ^{ххх}	1 ^{ххх}	1 ^{хххх}	1	1	1	1 ^{ххх}

где, х – работоспособен в негазированной жидкости плотностью не более 1,300 кг/м³;

хх – при очистке исследуемой обсадной колонны от отложений на ее внутренней поверхности;

ххх – маловероятно;

хххх – наблюдается сильная взаимосвязь выходного сигнала датчиков от указанных параметров.

Анализ методов оценки технического состояния обсадных колонн позволяет отдать предпочтение электромагнитным методам, т.к. они позволяют бесконтактно и количественно определять повреждения обсадных колонн, независимо от наличия цементной корки, парафина или состава бурового раствора. Кроме того, исследования могут быть выполнены в «сухих» скважинах и в скважинах, заполненных любой жидкостью,

с любым содержанием газовой фазы. Однако при этом необходимо иметь в виду, что в скважинных условиях изменения электрических и магнитных наличие магнитных добавок в буровом растворе, характеристик материала труб в зависимости от механических и температурных нагрузок, а также намагниченность обсадных колонн приводит к недостоверным результатам исследований. Например, в США порыв длиной около 460 мм (18 дюймов), установленный после извлечения труб на поверхность, по замерам в скважине был оценен как износ.

4.7 Определение мест притока воды в скважину, зон поглощения и затрубного движения жидкости

При нарушении герметичности обсадных колонн в скважину может поступать вода, осложняющая ее дальнейшее бурение или эксплуатацию. 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 процессе бурения скважин возможны также поглощения промывочной жидкости, вызывающие полную или частичную потерю ее циркуляции. Оперативное определение зон поглощения промывочной жидкости и принятие мер по восстановлению полной циркуляции – одно из важных условий успешного бурения скважин. Решение перечисленных задач осуществляется различными методами: резистивиметрией, термометрией, путем закачки радиоактивных изотопов.

Определение мест притока вод в скважину

Местоположение притоков вод в скважину может быть установлено методом сопротивлений, термическим методом и методом изотопов.

В методе сопротивлений сравнивают удельные сопротивления воды притока и жидкости, заполняющей ствол скважины. Успешное применение метода возможно только в том случае, если эти удельные сопротивления различны.

Для определения удельного сопротивления жидкости в скважине служит прибор, называемый скважинным резистивиметром. Резистивиметр представляет собой обычную трехэлектродную установку (зонд), защищен-

ную кожухом от влияния окружающей среды. Резистивиметр показывает удельное сопротивление жидкости, заполняющей его внутреннюю полость.

Перед производством измерений скважину тщательно промывают и производят первый, контрольный замер. Затем, понижая уровень жидкости в скважине, вызывают приток вод.

В термическом методе определение местоположения притока основано на разности температур вод, поступающих из пласта, и жидкости, заполняющей скважину. Измерение в этом случае производят с помощью электрического термометра по аналогичной, описанной выше, методике.

При применении изотопов в скважину под давлением закачивают активированную воду или буровой раствор. После закачки и тщательной промывки скважины производят регистрацию кривой гамма-излучения. Сравнивая полученную кривую с кривой гамма-излучения, зарегистрированной до обработки скважины активированной жидкостью, по увеличению интенсивности излучения определяют место притока вод.

Определение затрубной циркуляции вод

Определение зон затрубной циркуляции вод производят термическим и радиоактивным методами.

Термический метод основан на интенсивном теплообмене между водами, циркулирующими в затрубном пространстве, и буровым раствором. В результате этого теплообмена температура на участке циркуляции вод, несмотря на имеющийся естественный температурный градиент, остается сравнительно постоянной, что отражается на термограммах. Иногда, наблюдая процесс становления температур во времени, удается отделить пласт-обводнитель от поглощающего пласта.

Радиоактивный метод определения затрубной циркуляции вод применим при наличии выхода циркулирующих вод в скважину. Для определения зоны циркуляции вод в скважину под давлением закачивают активированную воду или буровой раствор. После тщательной промывки ствола скважины производят регистрацию кривой интенсивности гамма-излучения. Сравнивая измерения интенсивности гамма-излучения, сделанные после закачки активированной жидкости, со стандартной кривой ГМ, можно выделить поглощающие пласты по резкому увеличению интенсивности излучения.

4.7.1 Новая технология определения мест негерметичности в муфтовых соединениях обсадных колонн

Определение негерметичных муфтовых соединений традиционно производится комплексом геофизических методов (термометрии, резистивиметрии, шумометрии, акустического многозондового каротажа, высокочувствительной расходомерии – притокометрии и др.). Однако следует особо отметить, что существующие средства и технологии определения мест негерметичности в муфтовых соединениях труб обсадных колонн разрабатывались в основном для нефтяных скважин, а в газовых и газоконденсатных скважинах они обладают существенными ограничениями к применению из-за низкого порога чувствительности по газу. Так, в одной из скважин Куцевской ПХГ межколонное давление достигало значительных величин и было обусловлено малыми утечками газа в нескольких муфтовых соединениях одновременно, причем при опрессовке технической водой эксплуатационная колонна оставалась герметичной при давлении 150 кг/см^2 . Поэтому выявление негерметичных муфт вышеуказанным комплексом геофизических методов (ГИС) оказалось невозможным.

Профессором В.В. Климовым предложена новая технология проведения ГИС с применением метода контактной спектральной шумометрии и приборов механо-акустического каротажа СМАШ-42, использующих контактный способ съема информации с помощью измерительных рычагов – волноводов и разработанных для решения комплекса задач, а именно:

- обнаружения малых утечек газа в муфтовых соединениях труб обсадных колонн;
- определения причин образования межколонных давлений;
- выявления межпластовых перетоков флюидов;
- определения путей миграции газа в заколонном пространстве газовых скважин.

Новая технология проведения исследований методом контактной спектральной шумометрии позволяет определять:

- фоновые спектральные характеристики шумов в эксплуатационных колоннах (при закрытых измерительных рычагах – волноводах аппаратуры СМАШ-42);
- спектральные характеристики шумов, обусловленных перетоками флюидов (при раскрытых измерительных рычагах аппаратуры СМАШ-42).

На рисунке 4.7 показан пример обнаружения негерметичных муфтовых соединений с малыми утечками с помощью аппаратуры механо-акустического каротажа СМАШ-42 в скважине Куцевской ПХГ, где межко-

лонное давление достигало значительных величин и было обусловлено негерметичностью нескольких муфт (выделены красным цветом) в верхней части эксплуатационной колонны, причем при опрессовке технической водой эксплуатационная колонна оставалась герметичной до 150 кг/см².

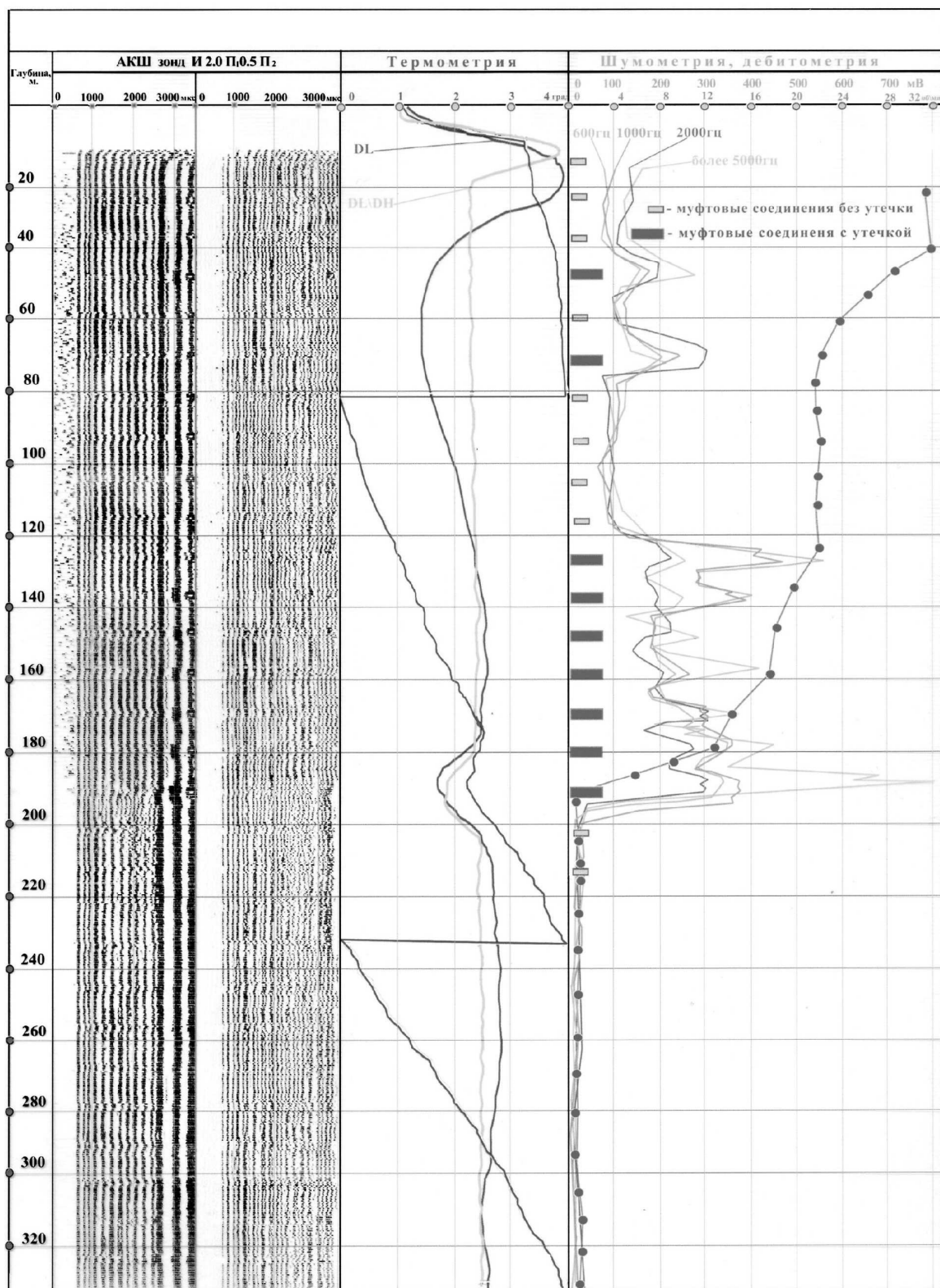


Рис. 4.7 Фрагменты каротажных диаграмм, зарегистрированные в верхней части

Таким образом, оказывается возможным значительно повысить достоверность результатов ГИС при определении мест негерметичности в эксплуатационной колонны с негерметичными муфтовыми соединениями, муфтовых соединениях труб обсадных колонн, причин образования межколонных давлений, межпластовых перетоков и путей миграции газа в заколонном пространстве скважин.

4.7.2 Новая технология определения источников обводнения добываемой продукции и выявления интервалов негерметичности заколонного пространства скважин

Проблема выявления интервалов негерметичности заколонного пространства и определения источников обводнения продукции скважин является весьма важной и актуальной. Для ее решения на практике применяются метод термометрии, акустические и радиоактивные методы, трассерные исследования и др.

Их общим недостатком является низкая эффективность. Поэтому определить интервалы негерметичности заколонного пространства и источники обводнения продукции газовых и нефтяных скважин очень сложно.

Их общим недостатком является низкая эффективность. Поэтому определить интервалы негерметичности заколонного пространства и источники обводнения продукции газовых и нефтяных скважин очень сложно:

- прибор импульсного нейтрон-нейтронного каротажа 4 поднимают от забоя, устанавливают выше интервала перфорации напротив вышележащего водоносного пласта 14 и облучают его через эксплуатационную колонну;

- регистрируют значения гамма-излучения с помощью датчика 10, установленного на устье скважины на продуктопроводе 11. При этом, в случае подтока вод, содержащих ионы натрия и хлора, через дефекты цементного кольца из верхнего водоносного пласта 14, произойдет увеличение показаний датчика 10 за счет наведенной гамма-активности внутри эксплуатационной колонны 1, а также и в заколонном пространстве.

Таким образом, формируются и регистрируются два всплеска наведенной гамма-активности. Источник обводнения продукции определяют по форме кривой наведенной гамма-активности, причем одnogорбая форма свидетельствует о подтоке подошвенных вод, а двугорбая – о поступлении вод из вышележащих пластов.

Реализация указанного способа не представляет затруднений и не требует специального разрешения Ростехнадзора, поскольку факторы экологической опасности и биологической вредности отсутствуют.

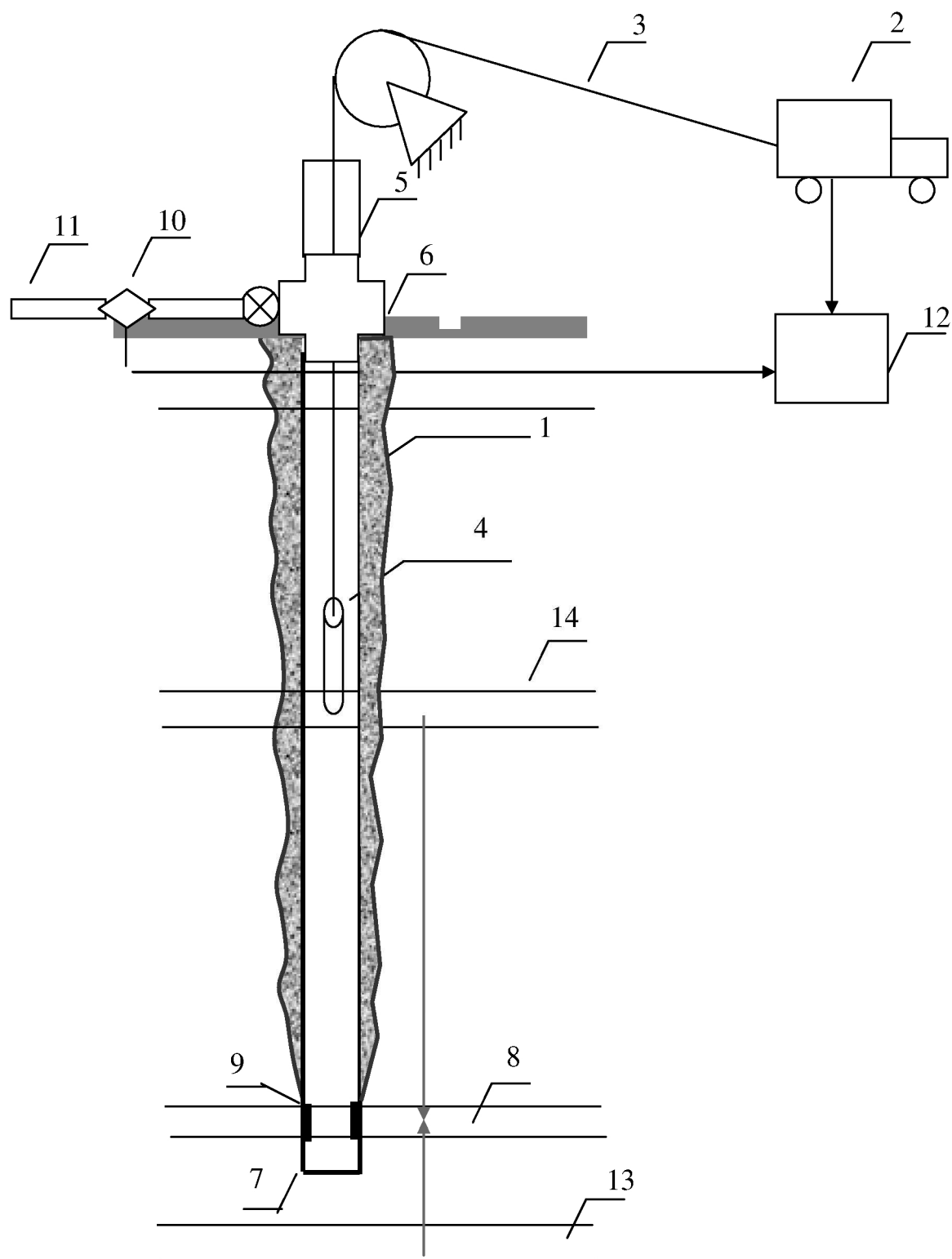


Рис. 4.8 Новый способ определения источников обводнения продукции скважин.

5. СХЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИС В НАКЛОННО – ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

5.1 Горизонтальная скважина как объект геофизических исследований

Наклонно – направленные скважины и скважины с горизонтальным окончанием стволов становятся основным инструментом разработки месторождений углеводородного сырья. В настоящее время объем бурения горизонтальных скважин на нефтегазовых месторождениях составляет около 90 % из общего объема бурения. Горизонтальные скважины находят применение и при эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ). Только на Краснодарском и Кущевском ПХГ эксплуатируется более 90 наклонно-горизонтальных скважин.

Длина ГС может достигать 1000 и более метров. С увеличением длины горизонтальной скважины, дебит будет возрастать. Чем протяженнее участок $L_{гор. уч.}$, тем больше будет поступать в скважину нефти или газа, но с другой стороны, большее количество энергии будет тратиться на гидравлические потери.

Возросший объем бурения горизонтальных скважин (ГС) в России и за рубежом выявил ряд особенностей проводимых в них геофизических исследований практически на всех этапах освоения месторождений нефти и газа с помощью горизонтальных скважин. Первоначально используемое интерпретационное обеспечение получаемых результатов исследований ГС было ранее получено для вертикальных скважин. Проблема совершенствования технического и программно-методического обеспечения исследований и обработки данных геолого-геофизических исследований, проводимых в горизонтальных скважинах, не утратила своей актуальности и сегодня.

5.2 Профили наклонно направленных и горизонтальных скважин

В таблице 5.1 приведены характеристики горизонтальных скважин по данным различных авторов. Основными характеристиками, как следует

из рассматриваемой таблицы, являются величина радиуса кривизны скважины, а также величина интенсивности угла набора кривизны. Как известно, с уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия проходки. Уменьшается вероятность прохождения забойных двигателей и обсадных труб, а также геофизических приборов в стволе скважин.

Таблица 5.1

Классификация горизонтальных скважин

Величина радиуса	Элементы ГС	Калинин А.Г. и др.	Бейкер Хьюз (Baker Hughes)	Joshi S.D.
ГС с большим радиусом	R, м	<190	300–900	>305
	L, м	600–1500	–	305–1219
	i, град/10 м	0,7–2,0	0,6–2,0	–
ГС со средним радиусом	R, м	60–190	90–210	92–244
	L, м	450–900	–	305–1219
	i, град/10 м	3–10	2,7–6,7	–
ГС с малым радиусом	R, м	10–30	6–12	6–21
	L, м	90–230	–	91–200
	i, град/10 м	11–25	45–10	–

Как известно, с уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия проходки. Уменьшается вероятность прохождения забойных двигателей и обсадных труб, а также геофизических приборов в стволе скважин.

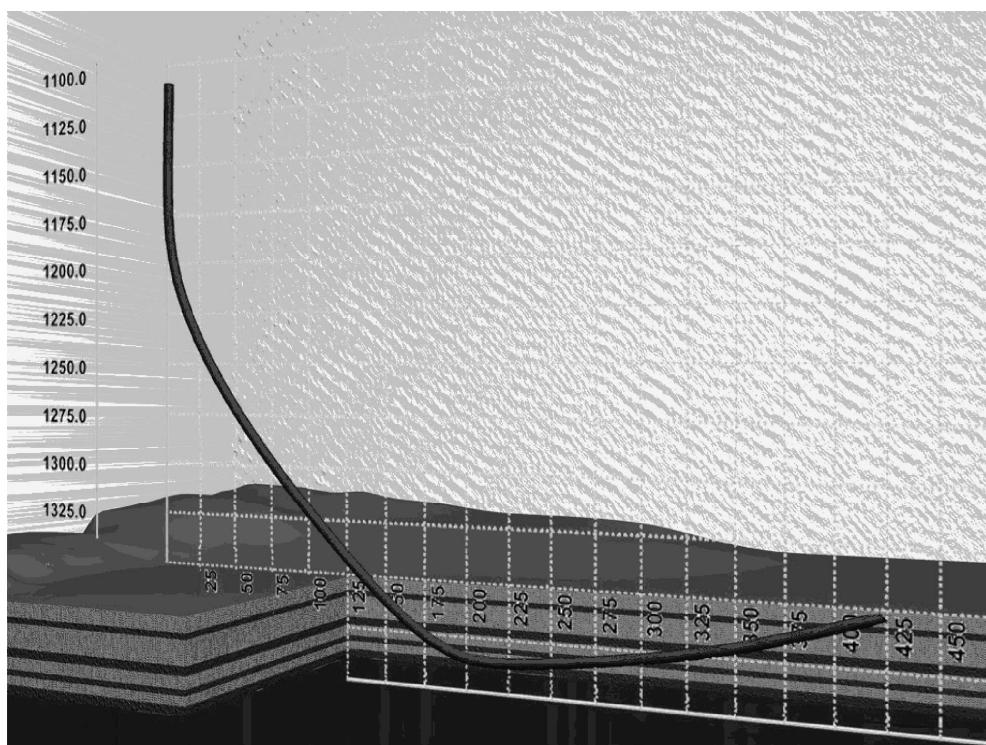


Рис. 5.1 Типовой профиль горизонтальной скважины Кушевского ПХГ

В России применяют горизонтальные скважины с большим и средним радиусом кривизны (рис. 5.1), а в мире используют в основном ГС со средним радиусом кривизны.

5.3 Технологии доставки геофизических приборов в горизонтальные скважины

При исследовании вертикальных скважин спуск прибора в скважину осуществляется под действием собственной массы прибора. Если она оказывается недостаточной, к скважинному прибору подсоединяют дополнительные грузы. Как показывает опыт, в горизонтальных скважинах спуск прибора под действием собственной массы, осуществляется при величине зенитного угла не более 55° . При величине зенитного угла, превышающей 55° , необходимо применять специальные технические средства доставки приборов в горизонтальные скважины. Наиболее распространенными в РФ технологиями проведения ГИС являются: «Горизонталь-1», «Горизонталь-2», «Горизонталь-3», «Горизонталь-4» и «Горизонталь-5». Необходимо отметить, что информативность ГИС зависит в значительной мере от конструкции и материала защитного контейнера, «прозрачного» для методов ГИС. Так, стеклопластиковый контейнер позволяет производить исследования электрическими методами (КС, ПС БК, БКЗ, резистивиметрия), индукционным, электромагнитным и диэлектрическим и др. методами. При плотности перфорационных отверстий 50 и более на 1 метр длины (при размещении отверстий по 4 образующим) влияние контейнера незначительно.

Технология «Горизонталь-1»

Технология «Горизонталь-1» обеспечивает проведение ГИС путем спуска и перемещения в горизонтальных скважинах геофизических приборов на бурильных трубах. В скважину (до ее искривленной части) спускают специальный геофизический контейнер, выполненный из «прозрачного» для используемых физических полей материала. Через бурильные трубы внутрь контейнера спускают геофизический прибор на каротажном кабеле и выводят кабель в затрубное пространство через боковой переводник. Нарастивая бурильные трубы перемещают геофизический контейнер со скважинным прибором в горизонтальном стволе и производят регистрацию геофизической информации, как на спуске, так и на подъеме труб.

При этом, выше бокового переводника, каротажный кабель движется вместе с бурильной колонной в затрубном пространстве, что нередко приводит к его повреждению. Следует отметить, что технология «Горизонталь-1» предусматривает возможность циркуляции промывочной жидкости, что уменьшает вероятность прихвата бурильной колонны в процессе проведения ГИС. Технология «Горизонталь-1» позволяет исследовать горизонтальные скважины с помощью серийных геофизических приборов. Основной проблемой при этой технологии является необходимость синхронизации перемещения бурильных труб и геофизического кабеля. В случае рассогласования могут возникнуть аварийные ситуации. В том случае, если скорость перемещения буровых труб больше скорости подачи кабеля, может произойти обрыв кабеля. Если, наоборот, скорость подачи кабеля превысит скорость подачи бурильных труб, в пространстве между бурильной трубой и стенкой скважины произойдет образование петли, что вызовет заклинивание бурильной колонны в скважине.

Технология «Горизонталь-2»

Технологический комплекс «Горизонталь-2» предусматривает проведение ГИС при электробурении горизонтальных скважин. Геофизические приборы спускают в «прозрачном» контейнере, а информация на поверхность передается по встроенным в бурильные трубы кабельным секциям.

Технология «Горизонталь-3»

Технология «Горизонталь-3» обеспечивает проведение ГИС в ГС путем продавливания геофизических приборов на забой скважины потоком промывочной жидкости по специальной, спущенной в горизонтальный участок ствола, колонне из «прозрачных» для геофизических методов стеклопластиковых труб. Технологические операции выполняются в следующей последовательности. В скважину на бурильных трубах спускают в горизонтальную часть колонну стеклопластиковых труб. Через колонну бурильных труб до искривленной части ствола спускают геофизический прибор на каротажном кабеле, закрепляют на устье скважины лубрикатор и потоком промывочной жидкости продавливают геофизический прибор к забою. Далее, поднимая прибор на каротажном кабеле, производят регистрацию геофизической информации. Технология «Горизонталь-3» позволяет исследовать горизонтальные скважины полным комплексом методов ГИС с помощью серийных геофизических приборов.

Технологии «Горизонталь-4, 5»

При реализации технологии «Горизонталь-4» доставку приборов в интервал исследования обеспечивают с помощью груза-двигателя на геофизическом кабеле, который проталкивает сборку геофизических приборов в горизонтальный участок ствола скважины. Технологические операции осуществляют в следующей последовательности. В скважину опускают в сборе «прозрачный» геофизический контейнер, специальные пластмассовые трубы и двигатель, в качестве которого используют несколько утяжеленных бурильных или насосно-компрессорных труб.

Далее внутрь пластмассовых труб на каротажном кабеле спускают геофизический прибор до установки его в контейнере и закрепляют двигатель с помощью специального кабельного зажима. Указанную сборку спускают на каротажном кабеле в скважину. Под воздействием усилия, развиваемого двигателем, пластмассовые трубы скользят по наклонной плоскости изгибаясь и перемещая геофизический контейнер с геофизическим прибором к забою скважины. При этом производится регистрация геофизической информации.

Технология «Горизонталь-5» обеспечивает проведение ГИС в ГС, обсаженных эксплуатационными колоннами различного диаметра, в том числе и НКТ. Оборудование «Горизонталь-5» представляет собой груз-двигатель и специальный толкатель, выполненный из герметичных металлических тонкостенных труб со встроенным внутренним токопроводом, длина которого равна сумме длин горизонтального и искривленного участков ствола скважины. Груз-двигатель монтируется на каротажном кабеле выше толкателя и развивает необходимое усилие для продвижения геофизических приборов к забою скважины. Так как герметичные тонкостенные трубы одновременно выполняют роль поплавка, каротажный кабель оказывается менее нагруженным.

Кроме того, для проведения ГИС в обсадной колонне и открытом стволе скважин разработано оборудование:

- «Горизонталь-4ОП» с толкателем из пластмассовых труб диаметром 40 мм с байонетными замками и продольным пазом для каротажного кабеля. (Груз-двигатель выполнен разборным из секций с продольным пазом для кабеля и байонетными замками);

- «Горизонталь-63П» с толкателем из пластмассовых труб диаметром 63 мм с байонетными замками и кабельными зажимами, где в качестве груза-двигателя используются серийные НКТ диаметром 2".

Технология «Жесткий геофизический кабель»

Технология доставки геофизических приборов в ГС «Жесткий геофизический кабель (ЖГК) заключается в применении специального геофизического кабеля диаметром 28–32 мм, который обладает повышенной жесткостью за счет нанесения на него дополнительных чередующихся слоев специальной пластмассы и стальной оплетки. Технология ЖГК разработана в АО «Татнефтегеофизика» (автор Корженевский А.Г.), не имеет аналогов за рубежом и запатентована в России. Промышленное опробование ее производилось на нефтяных скважинах Татарстана и Башкортостана с положительными результатами. Она позволяет производить доставку геофизических приборов в горизонтальную часть скважин длиной 300 м (и более). Спуск приборов проводят через бурильные трубы, которые не достигают до интервала исследования на несколько метров.

Жесткий кабель КГ-3-200-90 МП длиной 2000–2400 м и другие вспомогательные средства для реализации данной технологии выпускаются ПО «Пермкабель». Недостатком данной технологии доставки является сложность доставки скважинных приборов в боковые стволы.

Технология «Coiled Tubing»

Технология «Coiled Tubing» (колтюбинг) основана на применении длинноразмерных безмуфтовых труб (ДБТ) диаметром 25,4–57,5 мм, которые сматывается и наматываются на барабан диаметром 3 и более метров. Промышленностью выпускаются ДБТ со встроенным внутрь геофизическим кабелем и без него. (ДБТ также используют для промывки песчаных пробок, проведения соляно-кислотной обработки пласта 10 %-ным раствором соляной кислоты и др. Они сохраняют свою работоспособность при рабочих давлениях до 69,9 МПа температуре окружающей среды от –50 °С до 100 °С).

При геофизических исследованиях ДБТ, обладающая значительной жесткостью, проталкивает геофизические приборы в горизонтальные участки стволов скважин также как и при использовании жесткого кабеля.

Недостатком данной технологии является ограниченное число размоток-смоток гибких труб на барабан.

Технологии ГИС с применением самоходных комплексов

Технология исследования скважин с горизонтальным окончанием стволов с помощью гибкой трубы колтюбинговых установок имеет ряд недостатков:

- высокую стоимость эксплуатации установок с гибкой трубой, обусловленную низким ресурсом применяемых труб;
- невозможность доставки и монтажа колтюбинговой техники на удаленных и на морских месторождениях.

Поэтому экономически оправданным методом исследования работающих наклонно-направленных и горизонтальных скважин является проведение этих работ при помощи самоходных исследовательских комплексов, состоящих из транспортного устройства – движителя и многопараметрового скважинного прибора.

Наиболее сложным элементом самоходных комплексов является движитель – устройство, позволяющее передвигаться в наклонных, а затем в горизонтальных участках стволов скважин. Среди зарубежных устройств доставки геофизических приборов в горизонтальную часть ствола скважины наибольшее распространение получили движители фирмы «Sondex» (Великобритания). Однако практика показала, что данный комплекс следует применять только после тщательной очистки ствола скважины, поскольку его колесный привод не всегда позволяет создавать достаточное тяговое усилие в загрязненном участке ствола. Кроме того, существующие движители, не могут быть использованы для проведения исследований работающих скважин, законченных открытым стволом и оборудованных насосно-компрессорными трубами диаметром 89 мм и менее.

Следует отметить, что еще несколько лет назад в России геофизические исследования горизонтальных скважин проводились в небольших объемах из-за очень высокой стоимости услуг зарубежных фирм и отсутствия необходимой аппаратуры и оборудования отечественного производства.

Поэтому, в научно-техническом центре ООО «Кубаньгазпром», был разработан (авторским коллективом под руководством доц. Шостака А.В.) самоходный исследовательский комплекс, состоящий из специального движителя и скважинного прибора для гидрогазодинамических исследований, что позволяет получать информацию об измеряемых параметрах при изменении режимов работы скважин в реальном масштабе времени. Основным отличием разработанного движителя от зарубежных образцов является принцип движения в скважине. Разработанные шаговые движители с эксцентричными расклинивающими кулачками, в отличие от зарубежных движителей с колесным приводом, позволяют легко преодолевать наросты песка и породы в стволе скважины. Шаговый движитель состоит

из наружного корпуса 1 с установленным в нем электрическим двигателем 2 и понижающим редуктором 3, двух пар расклинивающих кулачков 4 с пружинами 5, установленных во внутреннем корпусе 6, переднего центратора 7, заднего центратора 9 и передачи винт-гайка 10, 11.

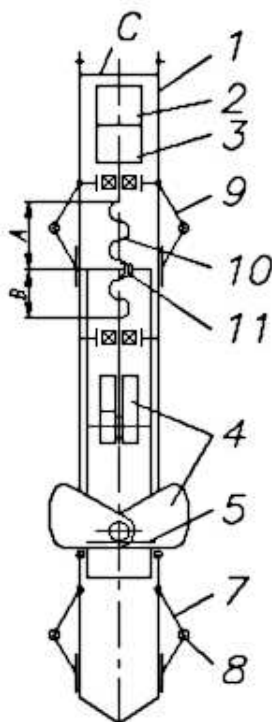


Рис. 5.2 Схема шагового движителя

При входе самоходного комплекса в горизонтальную часть ствола с пульта управление включается питание движителя. При вращении ходового винта 10 (совершается движение ходовой гайки 11 на участке В) кулачки 4 выходят из наружного корпуса 1 и под действием пружин 5 расклиниваются в обсадной колонне, и одновременно раскрываются центраторы 7, 9. Далее (при движении ходовой гайки на участке А) движитель вместе со скважинным прибором подтягивается к жестко закрепленному в обсадной колонне (при помощи кулачков 4) внутреннему корпусу, совершая поступательное движение комплекса вперед.

Совершая возвратно-поступательные движения в пределах участка А винтовая передача обеспечивает движение самоходного комплекса в скважине. При достижении забоя скважины движителю подается команда на прохождение ходовой гайкой участка В, при этом происходит складывание кулачков 4 и центраторов 7 и самоходный комплекс равномерно поднимается со скоростью не более 300 м/час. Запись показаний скважинного прибора, выполненная при подъеме комплекса, является основной для дальнейшей интерпретации.

5.4 Каналы связи, используемые при исследовании горизонтальных скважин

Каналом связи называется совокупность передатчика информации, линии связи и приемника информации. Передатчик информации находится в скважине, а приемник – на поверхности у устья скважины и передает информацию в геофизическую станцию. Линия связи осуществляет передачу информации от передатчика к приемнику. Она может быть выполнена в виде геофизического кабеля, в виде токонесущих жил при бурении электробуром, либо в виде импульсов давления, формируемых в промывочной жидкости, либо с помощью электромагнитных и акустических волн. (При использовании акустического канала, сигналы можно передавать по буровой трубе, промывочной жидкости и породе).

За рубежом наибольшее применение получили электромагнитный и гидравлический каналы. При этом установлено, что надежность работы гидравлического канала лучше в случае обратной промывки. Для улучшения эксплуатационных характеристик гидравлического канала связи осуществляют стабилизацию ПЖ добавками к ней нефти, жидкого стекла, карбонат – метил – целлюлозы (КМЦ). Увеличение плотности бурового раствора приводит к тому, что амплитуда импульса сигнала давления снижается.. С увеличением глубины скважины от 1,5 до 6 км амплитуда гидравлического импульса изменяется в 6 раз. С точки зрения максимального затухания, линии связи можно расположить в следующем порядке: гидравлический, электромагнитный, акустический и проводной. (Предпочтительным является проводной канал, поскольку его работоспособность обеспечивается на больших расстояниях). Чем тоньше жила кабеля, тем выше коэффициент затухания. С увеличением частоты передаваемого сигнала, затухание возрастает, как и для других каналов связи.

В некоторых забойных телеметрических системах (ЗТС) линия связи отсутствует. В этом случае, информацию записывают на твердотельный носитель, расположенный в скважинном приборе. После извлечения носителя на поверхность, ее дешифрируют.

5.5 Технологии проведения ГИС в ГС при бурении скважин

5.5.1 Технологии проведения ГИС в ГС за рубежом

За рубежом широко используется технология проведения ГИС в ГС на бурильных трубах (технология «Sumphor»), однако она отличается от технологии «Горизонталь – 1» тем, что предусматривает спуск на бурильных трубах жестко закрепленных в «прозрачном» контейнере геофизических приборов, причем каротажный кабель с соединительным разъемом вводится в колонну бурильных труб через боковой переводник и продавливается потоком бурового раствора до соединения с геофизическим прибором (технология с «мокрой» стыковкой). Далее, наращивая бурильную колонну, прибор перемещают по горизонтальному участку ствола с регистрацией геофизической информации на спуске или подъеме бурильной колонны.

Основными недостатками технологии «Sumphor» являются повышенная вероятность прихвата бурильной колонны в неустойчивых породах из-за невозможности обеспечения циркуляции промывочной жидкости через геофизический контейнер, необходимость использования специальных (несерийных) геофизических приборов и соединительных разъемов, обеспечивающих «мокрую» стыковку с каротажным кабелем.

Для проведения ГИС в ГС компания «Халлибертон» применяет устройство Toolpusher TM (TPL), спускаемое на колонне бурильных труб. Применение этого способа устраняет массу проблем, связанных с доставкой приборов по сильно искривленным участкам скважины. Также удастся избежать осложнений, обусловленных следующими факторами:

- затяжками каротажного кабеля;
- прихватом каротажных приборов или кабеля под действием перепада давлений в разбухающих породах.

По рекламным данным компании «Халлибертон» применение TPL экономически оправдано при каротаже в сильно искривленных и горизонтальных скважинах. Во многих случаях доставка каротажных приборов с помощью колонны бурильных труб дает гораздо большую экономию времени, чем многократное выполнение спуско-подъемных операций с помощью кабельных систем.

Применение TPL позволяет поддерживать циркуляцию в течение всего времени проведения операций. Это снижает вероятность прихвата приборов и сводит к минимуму дальнейшее разрушение ствола скважины.

Последовательность выполнения операций приведена ниже.

На буровой площадке собирается компоновка каротажных приборов, защищенная кожухом вместе с нижней (глубинной) частью стыковочного устройства. Все это крепится к первой свече бурильных труб. Затем колонна вводится в скважину и опускается до тех пор, пока каротажные приборы не достигнут верхней отметки исследуемой зоны, и тогда на буровой площадке в бурильную колонну вставляется специальный переводник с кабельным вводом. В колонну бурильных труб сбрасывается и закачивается давлением бурового раствора верхняя часть стыковочного устройства с каротажным кабелем, которая соединяется с верхней частью компоновки каротажных приборов. Затем продолжается спуск колонны бурильных труб до тех пор, пока каротажные приборы не достигнут нижней отметки зоны обследования. После этого производится подъем колонны по одной свече, во время которого компоновка каротажных приборов еще раз проходит через зону обследования. Регистрация каротажных данных производится при движении компоновки в обоих направлениях. После завершения каротажных исследований кабель отсоединяется и извлекается из скважины. Компоновка каротажных приборов извлекается на поверхность вместе с колонной бурильных труб. При необходимости обследования необсаженного участка ствола, длина которого превышает длину обсаженного участка ствола, это делается в несколько заходов, с повторением вышеописанной процедуры.

При геофизических исследованиях с помощью системы «Toolpusher» применяются стандартные кабельные каротажные приборы с высоким разрешением, обеспечивающие высокое качество каротажных измерений.

За рубежом используется и технология доставки геофизических приборов в горизонтальные участки стволов скважин на бурильной колонне без использования «прозрачных» геофизических контейнеров. При этом геофизические приборы выталкиваются в открытый ствол с помощью специальных движителей – технология «Pump out». Кроме того, часто применяют технологию доставки геофизических приборов в горизонтальные скважины на гибкой НКТ или колтубинге.

В результате многолетних усилий целого ряда ведущих зарубежных фирм разработаны различные технологии ГИС в горизонтальных участках ствола ГС и ряд забойных телесистем (ЗТС) с бескабельным каналом связи, которые в процессе бурения позволяют измерять азимут и угол наклона

ствола, а также регистрировать естественную радиоактивность пород, измерять их удельное электрическое сопротивление, давление и температуру в скважине и т.д.

К ним в первую очередь относятся забойные телесистемы (ЗТС):

- ЗТС с модуляционным гидроканалом фирмы «Анадрил-Шлюмберже»;

- ЗТС с пульсационным гидроканалом фирмы «Сперри-Сан».

ЗТС фирм «Анадрил-Шлюмберже» и «Сперри-Сан», использующие различные модификации гидроканала, выдают лишь траекторные параметры (угол, азимут, угол установки отклонителя). Замеры зенитного угла и азимута осуществляются при кратковременной (до 1–1,5 мин) остановке бурения с отключением циркуляции, угол установки отклонителя измеряется в процессе бурения.

В комплект ЗТС «Анадрил-Шлюмберже» входит система измерения глубины скважины, а привязка данных от ЗТС фирмы «Сперри-Сан» осуществляется без глубиномера, по мере бурового инструмента.

Компания «Халлибертон» в настоящее время использует систему измерения параметров траектории стволов скважин (MWD) и каротажа (LWD) в процессе бурения собственной разработки, которая помимо датчиков траекторных параметров включает датчики пористости (нейтронный), удельного сопротивления, плотности, скважинной кавернометрии и акустического каротажа. Телеметрическая система компании «Халлибертон» характеризуется высокой точностью. Так, по данным бурения в ОАО «Юганскнефтегаз» 6-ти горизонтальных скважин глубиной 3200–3500 м с длиной горизонтальных участков до 500 м отклонения от заданной траектории не превышают 1 %.

5.5.2 Технологии проведения ГИС в ГС в России

В информационном геофизическом обеспечении строительства ГС в России просматриваются следующие направления:

1. Проводка сильнонаклонных и горизонтальных участков ствола ГС с помощью забойных телеметрических систем (ЗТС) с различными каналами связи и с периодическим проведением контрольных замеров инклинометром, промежуточного (привязочного) и окончательного каротажа с применением специальной оснастки и технологий доставки измерительной аппаратуры в ГС.

Первое направление реализуется с помощью зарубежных или отечественных ЗТС, к которым относятся:

- ЗТС с модуляционным гидроканалом фирмы «Анадрил-Шлюмберже»;

- ЗТС с пульсационным гидроканалом фирмы «Сперри-Сан».

ЗТС фирмы «Анадрил-Шлюмберже» сосредоточены, в основном в предприятиях ОАО «Газпром» (закупки по контракту) в районах Оренбуржья и Западной Сибири. Работы ведутся специалистами инженерного центра по горизонтальному бурению, небольшие объёмы работ выполняются и сервисной службой фирмы «Анадрил-Шлюмберже».

ЗТС фирмы «Сперри-Сан» сосредоточены в ОАО «Сургутнефтегаз» (работы ведутся специалистами инженерного центра) и в фирме «Сперри-Сан-Сибирь» (г. Нижневартовск), специалисты которой и проводят работы на скважинах.

2. Забойная телеметрическая система ЗИС-4, разработанная в ВНИИГИС (г. Октябрьский, Башкортостан), использует комбинированный канал связи (кабель+электромагнитный канал). Комбинирование каналов с беспроводным окончанием позволяет обходить солёносные и водоносные интервалы и увеличивать дальность линии связи. Система ЗИС-4 предназначена для оперативного управления бурением наклонно направленных и горизонтальных скважин при турбинном бурении. В процессе бурения поток промывочной жидкости (ПЖ) приводит в действие генератор, вырабатывающий электрический ток, питающий блоки скважинного прибора. Данная телеметрическая система содержит инклинометр и используется для контроля угла кривизны, угла установки отклонителя, измерения зенитного угла и азимута ствола скважины. В состав системы, кроме инклинометра, входит один градиент-зонд.

3. ЗТС-42 с комбинированным каналом связи, разработанная в ВНИИГИК (г. Тверь), применяется специалистами «Оренбурггеофизика» при проводке ГС и ННС. В ЗТС-42 применён высокоточный малогабаритный преобразователь угловых величин фирмы «Applied Physics» (USA), блок гамма-каротажа, датчик давления и датчик температуры.

4. Другим направлением решения задач ГИС-бурения является проведение исследований с помощью автономных приборов, спускаемых в скважину на бурильных трубах, например, с использованием аппаратурно-методического комплекса «АМК-Горизонт», разработанного в ВНИИГИС (п. Октябрьский, Башкортостан).

В состав комплекса включены следующие методы исследований: ГК, НГК, 3 зонда КС, ПС и инклинометрии. Измерения проводятся за один спуск прибора в скважину в течение 7–10 часов в зависимости от глубины скважины, оперативная обработка информации и выдача материалов исследований производится непосредственно на буровой.

Автономный скважинный прибор наворачивается на буровой инструментом и с его помощью доставляется на горизонтальный участок исследуемой скважины. По истечении заданного времени включается измерительная схема скважинного прибора.

Работой прибора управляет модуль центрального процессора (ЦП), по командам которого производится измерение параметров времени, КС, ПС, ГК, НГК, инклинометрии и их регистрация в блоке хранения информации (твердотельная память). Объем памяти позволяет регистрировать информацию в течении 4–5 часов. Питание электронных схем осуществляется от батареи химических источников тока.

С помощью электронных хронометров синхронно со скважинным прибором включается схема измерения и регистрации глубины в наземном пульте. Информация о перемещении прибора в скважине, получаемая с глубиномера и датчика натяжения талевого каната буровой лебедки, регистрируется в запоминающем устройстве пульта, а затем вводится в ЭВМ.

После окончания исследования скважинный прибор доставляется на поверхность, стыкуется с наземным пультом, после чего с блока хранения информации данные измерений в скважине через пульт вводятся в ЭВМ, обрабатываются, выводятся для контроля на дисплей и печатающим устройством на бумагу в виде каротажной диаграммы.

Основным недостатком АМК «Горизонт» является ограниченный комплекс исследований и привязка глубин к мере бурильного инструмента.

Впоследствии ВНИИГИС провёл разработку расширенного комплекса АМК «Горизонт-2» в состав которого включены автономные скважинные приборы АК с регистрацией волновых картин, двухзондового ГК-П и ГДК с опробованием пласта. Применение акустического, плотностного, гидродинамического каротажа и опробование пласта должно позволить получать более достоверные данные о его свойствах.

Опробование АМК «Горизонт» проводилось на горизонтальных скважинах Кущевского ПХГ с положительными результатами (скважины № 111, 158, 159). По отзывам геологического отдела ООО «Кубаньбургаз»,

качество получаемых геофизических материалов очень высокое, время проведения работ в 2–3 раза меньше, чем при проведении ГИС традиционным способом.

5. В России, наряду с АМК «Горизонт», применяется комплекс АМАК-«ОБЬ», который представляет собой сборку стандартных скважинных приборов, реализующих необходимый комплекс ГИС и работающих в автономном режиме. Реализация автономного режима достигается размещением источников питания (аккумуляторов), блоков твёрдотельной интегральной памяти, преобразователя питания, а также датчиков давления и температуры в составе блоков управления работой автономных приборов в модулях регистрации (МР).

Верхняя часть сборки скважинных приборов содержит сферический поршень (СП), служащий для выталкивания сборки скважинных приборов (ПС, ГК, НГК, ВИКИЗ, ГТК-П, АК, инклинометр и акустический каверномер) из бурильных труб через шток обратного хода. Выше СП расположено замковое соединение (ЗС) и устройство для подъёма и опускания всей сборки скважинных приборов (УПО).

Технология работы с АМАК-«ОБЬ» заключается в следующем.

На мостках буровой производится сборка автономных скважинных приборов, реализующая необходимый комплекс ГИС.

В скважину опускается свеча (25 м) или две свечи (50 м) бурильного инструмента, на конце которого имеется специальный центратор. После этого талевой системой через УПО вся сборка поднимается над устьем скважины и медленно опускается в бурильные трубы. При подходе к замку верхней бурильной трубы замкового соединения специальной оснастки в замок верхней бурильной трубы вставляется ответная часть ЗС, и вся сборка плавно сажается на ЗС, а талевая система освобождается.

После этого производится наращивание очередной свечи бурильного инструмента и обычный спуск бурильного инструмента на забой ГС. В случае необходимости может осуществляться промывка скважины одним буровым насосом, а также вращение бурильного инструмента ротором, а буровой раствор свободно проходит через зазоры между СП и стенками бурильной трубы и через отверстия в СП и штоке обратного хода, создавая избыточное давление на сборке на уровне 20–25 кгс/см².

При доходе до забоя ГС, что фиксируется по глубиномеру и по нагрузке инструмента, инструмент поднимается из скважины на одну или две свечи (в зависимости от длины сборки), после чего на верхнюю часть инст-

румента наворачивается квадрат и даётся циркуляция сначала одним (на 4–5 мин.), а затем двумя насосами (на время выталкивания сборки из бурильных труб). При работе двух насосов перепад давления возрастает примерно в 4 раза (до 80–100 кг/см²), что приводит к освобождению ЗС сборки из ответной части ЗС, установленной в замке бурильной трубы. После этого сборка выталкивается с помощью СП и штока обратного хода из бурильного инструмента. В момент посадки СП на опорную площадку специального центратора промывочная жидкость будет проходить только через отверстия в СП и штоке обратного хода, что приведёт к повышению давления ещё на 15–20 кг/см² и будет сигнализировать о выходе сборки из бурильных труб.

В дежурном режиме во всей сборке работают только датчики давления, потребляя минимум энергии. До спуска сборки в программу включения сборки в работу вносится уставка по давлению, превышающая гидростатическое давление на 40–50 кг/см². После включения в работу двух насосов одновременно с освобождением сборки из замкового соединения через уставку на датчике давления осуществляется подача питания на все скважинные приборы сборки.

После поступления сигнала о выходе сборки из бурильных труб насосы выключаются, квадрат отворачивается и опускается в шурф, осуществляется подъём бурильного инструмента из скважины с заданной скоростью, не превышающей скорости записи радиоактивных методов (~ 360–400 м/ч); одновременно с подъёмом бурильного инструмента будут осуществляться запись результатов ГИС.

Таким образом, запись геофизической информации будет осуществляться только при движении сборки снизу вверх.

Отключение питания сборки может быть задано по уровню давления, при достижении которого питание на сборку отключается.

После выхода из интервала исследований скорость подъёма инструмента может быть увеличена до 1500–2000 м/ч.

При появлении последней свечи из неё вынимается ответное ЗС, затем свеча поднимается вверх и отворачивается и вся сборка приборов извлекается с помощью талевой системы, подвешивается над ротором и затем плавно опускается на мостки для разборки.

Зарегистрированная информация из автономных приборов через считывающее устройство переписывается в компьютер, в который ранее записывалась информация в функции времени: давление на насосах, вес на крюке, положение клиньев, глубина нахождения центратора, положение талевого блока.

Совмещение информации от наземных датчиков, зарегистрированной на компьютере во время подъёма инструмента, с забойной информацией от сборки, переписанной в компьютер после её подъёма на дневную поверхность, осуществляется путём совмещения шкалы времени в хронометрах компьютера и автономных приборов. Таким образом, вся геофизическая информация оказывается зарегистрированной в функции глубин, как и при обычном каротаже.

5.6 Аппаратурно-методические комплексы и приборное обеспечение для проведения ГИС при эксплуатации скважин

В России накоплен значительный опыт создания геофизических приборов для контроля за разработкой и эксплуатацией нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Разработки СКТБ ГП п. «Центргазгеофизика» (г. Кимры):

- комплексная модульная аппаратура серии АГДК-42-8;
- автономная аппаратура СААТП с твёрдотельной памятью, спускаемая в скважину на проволоке;
- компьютеризированный комплекс для исследования скважин автономными приборами «Каисса»;
- автономная аппаратура АТМ-42 (термометр-манометр).
- аппаратурный комплекс ГДИ-2 и др.

Аппаратура АГДК-42-8 имеет высокие метрологические характеристики; с учётом флюктуаций телеизмерительной системы, которая составляет $\pm 0,05$ мкс, чувствительность по каналу термометра составляет $0,022 - 0,035$ К, по каналу манометра погрешность измерения давления при использовании датчика Д – 25 составляет $\pm 0,05 - \pm 0,125$ Мпа.

Скважинная автономная аппаратура с твёрдотельной памятью СААТП.

Назначение:

- геофизические исследования в действующих эксплуатационных скважинах газовых и газоконденсатных месторождений глубиной до 6000 м., содержащих агрессивные компоненты (сероводород до 25 %) с НКТ, имеющими внутренний диаметр 59 мм и более.

В зависимости от решаемых задач аппаратура может комплектоваться различными наборами датчиков:

- влагомер, термометр, расходомер, манометр;
- ГК, расходомер, термометр, манометр;
- ГК, термометр.

Аппаратура СААТП (базовый блок) позволяет регистрировать в электронной памяти изменение параметров по стволу скважины.

- диапазон измерения температуры, С° от 5 до 120;
- максимальная погрешность измерения температуры, С°, не более ... 1;
- цена младшего разряда, С° 0,03;
- диапазон измерения давления, МПа от 0 до 40;
- максимальная погрешность измерения давления, %, не более 0,5;
- цена младшего разряда, % 0,025;
- диапазон измерения мощности экспозиционной дозы излучения, мкР/ч 5–400;
- питание аппаратуры от автономного источника, В 12–17;
- максимальное время задержки включения питания, ч 3,6;
- длина, мм 3000;
- диаметр, мм 42;
- вес, кг 15.

Спуск и перемещение аппаратуры осуществляется подъёмником, оборудованным лебёдкой с проволокой диаметром 1,8–2 мм (согласно ГОСТ 7372-79).

Компьютеризированный комплекс для исследования скважин автономными приборами «Каисса» предназначен для проведения комплексных исследований скважин при контроле за эксплуатацией нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в условиях агрессивных сред (сероводорода до 25 %).

Состав комплекса:

- малогабаритные автономные скважинные модули с записью информации в ППЗУ;
- наземное автономное устройство определения глубины исследования;
- считывающее устройство для ввода информации из ППЗУ в ПЭВМ и стирания информации ППЗУ;
- ПЭВМ в исполнении NOTEBOOK с процессором не ниже i 486 DX;

- программное обеспечение;
- лебедка со скребковой проволокой;
- лубрикатор для скребковой проволоки.

Варианты скважинных модулей (по составу датчиков):

- термометр и манометр;
- ГК;
- термометр и ГК;
- диэлькометр;
- расходомер;
- локатор муфт.

Модули являются полностью независимыми, скважинный снаряд комплектуется с помощью быстроразъемных муфт. Любой модуль может быть спущен в скважину на длительное время, определяемое его памятью.

Модули выполняются диаметром 36, 42 и 60 мм.

Длина модулей от 1000 до 1500 мм.

Время непрерывной работы до 100 суток.

Объем памяти до 180000 значений.

Интервал рабочих температур от 0 до 125 °С.

Конкретные значения параметров выбираются в зависимости от решаемых задач. Основные технические характеристики измерительных каналов скважинных модулей приведены ниже.

Нормируемые метрологические характеристики канала термометра :

- диапазон измерений температуры, °С 5 – 120;
- максимальная погрешность измерения температуры, °С 0,5;
- порог чувствительности, °С/бит 0,002.

Нормируемые метрологические характеристики канала манометра:

- диапазон измерения давления, МПа 0–100;
- максимальная погрешность измерения, % 0,5;
- порог чувствительности, МПа/бит 0,003.

Нормируемые метрологические характеристики канала гамма-каротаж:

- диапазон измерения экспозиционной дозы излучения, кР/ч... 5–400;
- максимальная погрешность измерения, % 25.
- Диапазон регистрации скорости потока газа, м/с 0–10.

Фазовый состав флюида, определяемый каналом диэлькометра – газ, нефть, вода.

Сигнал/шум в канале локатора муфт, не менее 3:1.

Автономный термометр – манометр АТМ-2 предназначен для регистрации давления и температуры при гидрогазодинамических исследованиях бурящихся, эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Аппаратура состоит из автономного скважинного прибора, считывающего устройства, и любого компьютера типа IBM. Запись информации осуществляется в электронную память через данные временные интервалы.

С помощью считывающего устройства информация из микросхемы памяти прибора переносится в память компьютера для дальнейшей обработки результатов исследования скважин.

Условия эксплуатации скважинного прибора:

- окружающая среда: пластовые нефть, вода, газ, буровой раствор;
- интервал температур – – 25 – + 85 °С;

Максимальное гидростатическое давление не более верхнего предела измерения для конкретного прибора 25 МПа. Прибор может спускаться в скважину на трубах, каротажном кабеле или скребковой проволоке.

Питание скважинного прибора осуществляется от батарей из гальванических элементов типа R-14 или 1-го литиевого аккумулятора 3,6 В.

Технические характеристики

- диапазон измерения давления, МПа 0–25;
- пределы допускаемой приведённой погрешности по давлению при температуре 0–85 °С, МПа ± 0,02;
- диапазон измерения температуры, °С 0–80;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры в интервале 0–85 °С;
- устанавливаемые интервалы времени для регистрации давления и температуры, сек 5–64;

Для измерения КВД предусмотрен режим переменных интервалов времени:

- при использовании элементов типа 343 время работы, сут. 100;
- габаритные размеры, мм не более
- диаметр 42;
- длина..... 1450;

С помощью компьютера производится просмотр и вывод данных любого участка памяти с различной выборкой по времени, в любом удобном масштабе.

Объём памяти скважинного прибора обеспечивает запись и хранение 44000 значений давления и температуры.

Одновременно с выводом диаграмм на бумагу выводятся значения давления и температуры в десятичной форме с двумя значащими цифрами после запятой.

Аппаратурный комплекс ГДИ-2 предназначен для проведения комплексных промыслово-геофизических гидродинамических и геолого-технологических исследований скважин при контроле за разработкой нефтяных месторождений.

Комплектность: один наземный и два скважинных прибора, состоящих из пяти модулей – манометра, расходомера, локатора муфт, прибора гамма-каротажа и термометра с термоиндикатором притока.

Решаемые задачи: измерение температуры и давления; оценка коллекторских свойств пласта; определение мест притока и профиля притока (поглощения); определение герметичности колонны (контроль за состоянием скважин); определение положения муфтовых соединений и интервалов перфорации; привязка результатов измерений к геологическому разрезу; измерение радиоактивности горных пород.

Достоинства комплекса:

Сокращение времени исследования за счёт уменьшения числа спуско–подъёмных операций; возможность оперативного выбора необходимого и достаточного комплекса исследований; повышение достоверности измерений за счёт исключения смены режимов работы скважины; точность привязки результатов к геологическому разрезу; возможность учёта влияния на измеряемые параметры дестабилизирующих факторов; малые габариты, позволяющие работать через межтрубье; сокращение объёма монтажных работ.

Технические характеристики:

- число регистрируемых параметров 6;
- максимальная потребляемая мощность, Вт 180;
- ток питания скважинного прибора, мА 5 – 220;
- диапазон измерения давления, Мпа 0,1 – 35;
- диапазон рабочих температур, °С 5 – 120;

- диапазон измерения расхода (в колонне), м³/ч 4 – 50;
 - диапазон термоиндикации притока (поглощения)
(в колонне), м/с 0,1 – 10;
 - диапазон измерения мощности экспозиционной дозы
излучения, мкР/ч 5 – 400
 - амплитуда выходного сигнала локатора муфт, мВ 15.
- Габаритные размеры скважинного прибора, мм:
- диаметр..... 32;
 - длина 3000.

6. ИНФОРМАТИВНОСТЬ И ОГРАНИЧЕНИЯ К ПРИМЕНЕНИЮ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

6.1 Информативность геофизических методов в условиях ГС

В условиях горизонтальных скважин (по сравнению с вертикальными) информативность методов ГИС и их значимость существенно изменяется.

На основе накопленного опыта исследований горизонтальных скважин, выполненных в различных регионах и различных геолого-технологических условиях (Пермь, Коми, Башкортостан, Саратов, Западная Сибирь, Казахстан, Туркменистан) во ВНИИГИК и АО НПФ «Геофизика» проведено обобщение материалов ГИС, полученных с помощью серийной аппаратуры широким комплексом методов (БКЗ, БК, ИК, ПС, НГК, ГК, АК).

Установлено, что методы ЭК не несут однозначной информации о границах пластов, пересеченных ГС, т.к. вследствие достаточной их глубинности влияние пласта на показания методов начинается еще до встречи его границ (кровли или подошвы) со стволом ГС, что вызывает «размывание» граничного эффекта. Степень «размыва» зависит от многих факторов: угла встречи ствола скважины и границ пласта, сопротивление пластов, вертикальной и радиальной характеристик зондов и т.п. Результаты инклинометрических измерений необходимы практически на всех этапах анализа и интерпретации материалов ГИС.

Применение метода БКЗ для определения удельного электрического сопротивления пластов-коллекторов в условиях ГС из-за резкой радиальной анизотропии нецелесообразно вследствие невозможности учета всего спектра искажающих факторов и их влияния на показания каждого из зондов БКЗ.

Акустический метод малоэффективен и не работает в случае тонкослоистого разреза. (Результаты исследований АК по скорости через стеклопластиковый технологический контейнер показали возможность их проведения и перспективность применения в варианте ФКД, однако для окончательного вывода по эффективности в ГС необходимо проведение опытно-методических работ).

СП в ГС измеряют, путем регистрации, не потенциала, а градиента потенциала, а затем его интегрируют, приводя его к обычному виду кривой СП.

Комплекс БК-ИК в условиях ГС является эффективным при определении характера насыщения пластов-коллекторов. При этом необходимо подчеркнуть, что характер влияния вмещающих пород и зоны проникновения (ее геометрии) на показаниях БК и ИК в горизонтальных скважинах отличается от условий вертикальных скважин.

При исследовании горизонтальных скважин информативным оказался параметр, представляющий отношение сопротивления по данным бокового и индукционного методов (табл. 6.1.1). Анализируя соотношение величин удельного сопротивления зоны проникновения, сопротивления по данным бокового и индукционного методов и не затронутого проникновением пласта, можно прогнозировать характер его насыщенности.

Таблица 6.1.

Интерпретация геофизических исследований горизонтальных скважин

Тип скважины	Характер насыщения	Характер проникновения	Строение пласта	Соотношение сопротивлений	$R_{би} = \rho_{БК}/\rho_{ИК}$
ВС	Нефть	$\rho_{зп} > \rho_{нп}$ $\rho_{зп} < \rho_{нп}$	Анизотропный	$\rho_{зп} \geq \rho_{БК} \geq \rho_{ИК} \approx \rho_{нп}$ $\rho_{зп} \leq \rho_{ИК} \leq \rho_{БК} \approx \rho_{нп}$	$1 - 6; R_{би} = 1,3$ $R_{би} = 1,3$
	Вода	$\rho_{зп} > \rho_{нп}$		$\rho_{зп} \geq \rho_{БК} \geq \rho_{ИК} \approx \rho_{нп}$	$1,3 - 4$ $R_{би} = 2,6$
ГС	Нефть	$\rho_{зп} > \rho_{нп}$ $\rho_{зп} < \rho_{нп}$	Анизотропный	$\rho_{зп} \geq \rho_{ИК} \approx \rho_{БК} \approx \rho_{нп}$ $\rho_{зп} \approx \rho_{БК} \leq \rho_{ИК} < \rho_{нп}$	$1,6 - 0,6$ $R_{би} = 0,8$
		$\rho_{зп} > \rho_{нп}$ $\rho_{зп} < \rho_{нп}$	Изотропный	$\rho_{зп} > \rho_{ИК} \approx \rho_{БК} \approx \rho_{нп}$ $\rho_{зп} \approx \rho_{БК} < \rho_{ИК} \approx \rho_{нп}$	
	Вода	$\rho_{зп} > \rho_{нп}$	Анизотропный	$\rho_{зп} > \rho_{ИК} \geq \rho_{БК} \approx \rho_{нп}$	$1 - 0,8$
			Изотропный	$\rho_{зп} > \rho_{ИК} \approx \rho_{БК} \geq \rho_{нп}$	$R_{би} = 0,9$

Наиболее эффективным методом электрометрии в ГС оказался ВИКИЗ как на этапе геонавигационного обеспечения бурящейся скважины, так и при оценке характера насыщения коллектора.

При определении границ пластов и уточнении литологических особенностей объекта в условиях ГС наиболее приоритетными являются радиоактивные методы в силу их малой глубинности и отсутствия влияния на их показания структуры и текстуры горных пород. В процессе геофизических исследований горизонтальных скважин детектор радиоактивного излучения находится напротив тонкого пласта в течение длительного времени. Тонкие прослои, которые не выделяются в вертикальных скважинах, в горизонтальных скважинах выделяются уверенно и четко по данным ГМ, НГМ, ГГМ.

6.2 Особенности геофизических исследований разведочных горизонтальных скважин

В отличие от вертикальных скважин (ВС), при исследовании ГС решается нетрадиционная для ГИС задача. Она заключается в геонавигационном обеспечении бурения скважин, то есть соответствие профиля бурящейся скважины проектному профилю. При бурении вертикальной скважины такой задачи нет. В ГС, так же как и ВС, решаются традиционные задачи: литологическое расчленение, выделение коллекторов, оценка ФЕС, определение Кнг.

Технология исследования ГС отличается от исследований, проводимых в вертикальных скважинах. При использовании скважинных приборов, размещенных в бурильных трубах или защитных контейнерах, вертикальные участки скважины исследуют дважды (с контейнером и без контейнера) для оценки влияния контейнера на замеры.

Бурение скважины проводят, непрерывно контролируя параметры инклинометра. На наклонных участках профиля скважины через каждые 50–70 метров проводят привязочные каротажи методами ГК, БК и ПС.

Интерпретация данных ГИС отличается от традиционной схемы. Это связано с тем, что на диаграммах отсутствуют данные о положении кровли и подошвы пласта (в отличие от вертикальных скважин), литологическом строении выше – и нижезалегающих пластов.

В начале интерпретации определяют пространственное положение ствола ГС в ориентированной по азимуту вертикальной плоскости. Для этого строят вертикальную проекцию профиля ГС по азимуту, используя материалы высокоточной инклинометрии. Затем проводят детальное литологическое расчленения разреза, отбивают границы выделенных интервалов по данным ГК и НК. Используя данные инклинометрии, приводят горизонтально зарегистрированные диаграммы к их вертикальному виду. После этого проводят детальную послойную корреляцию псевдовертикальных диаграмм с диаграммами, зарегистрированными в соседних вертикальных и наклонно направленных скважинах. Осуществляют стратиграфическую идентификацию пластов и строят геологические разрезы по построенным вертикальным проекциям.

Полученные результаты используют для определения фактической толщины пласта-коллектора, расстояния между стволом скважины и границами вмещающих пород, уточнения неоднородностей строения объекта

исследований. Выделяют коллектор по данным индукционного и бокового методов с привлечением данных инклинометрии. Определяют пористость по данным радиоактивных методов.

Отметим, что вход ствола ГС в пласт четко фиксируется по данным газового каротажа. Наиболее эффективными методами являются механический, виброакустический каротаж, каротаж по давлению, регистрация осевой нагрузки на долото, момент на роторе или забойном двигателе.

6.3 Особенности геофизических исследований эксплуатационных горизонтальных скважин

Особенности геофизических исследований горизонтальных скважин связаны с расслоением многофазного потока в стволе скважины, формированием локальных потоков при использовании хвостовика с щелевидными отверстиями. Наибольшие проблемы возникают в горизонтальных скважинах с синусоидальным профилем. В них образуются газовые и водяные пробки. В процессе эксплуатации такой скважины имеет место эпизодическое прекращение ее работы газом до тех пор, пока поток газа не преодолевает газовую пробку.

Расслоение потока по сечению скважины вызывает проблемы при использовании термометров, градиент-манометров, механических расходомеров. Для исследования расслаивающихся в горизонтальных скважинах потоков необходимо применение приборов ГИС-контроля нового поколения. С этой целью разработаны и продолжают совершенствоваться конструкции многовертушечных расходомеров для измерения на разных уровнях рассеченного потока, а также расходомеры с горизонтально расположенными вертушками. Одним из перспективных направлений разработки и конструирования аппаратуры для проведения исследований в действующих эксплуатационных горизонтальных скважинах является разработка различного типа сканирующих устройств, способных изучать детальное строение расслаивающегося многофазного потока, особенно на границах перехода различных фаз.

Особенности проведения ГИС в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах в ОАО «Газпром»

Для повышения эффективности наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием стволов необходимы регулярные

исследования в процессе их эксплуатации. Основной особенностью исследования работающих скважин является необходимость прохождения самоходного исследовательского комплекса через насосно-компрессорные трубы. Поэтому диаметр двигателя в сложенном состоянии не должен превосходить 50 мм, в то же время для движения в колонне $\varnothing 168$ мм рабочий диаметр должен составлять не менее 150 мм. В дочернем обществе ОАО «Газпром» – ООО «Кубаньгазпром» (под руководством доц. Шостака) разработаны несколько модификаций устройств доставки приборов в горизонтальную часть ствола работающей скважины (рис. 6.1).



Рис. 6.1 Модификаций устройств доставки приборов в горизонтальную часть ствола работающей скважины

Разработанные двигатели основаны на различных принципах – колесный и гусеничный привод (УДП-1 и УДП-2, УДП-3), шаговые двигатели с электромагнитной фиксацией (УДП-4) и с расклинивающимися эксцентричными кулачками (УДП-5).

Комплекс спускается в работающую скважину геофизическом кабеле, по которому осуществляется управление комплексом и передаются данные от скважинного прибора. Фотография самоходного комплекса в сборе приводится на рисунке 6.2.

Герметизация устья скважины осуществляется при помощи лубрикаторной установки с сальниковым уплотнением для геофизического кабеля. Скважина, также, оборудуется превентором для экстренного закрытия в аварийных ситуациях.



Рис. 6.2 Фотография самоходного комплекса

Герметизация устья скважины осуществляется при помощи лубрикаторной установки с сальниковым уплотнением для геофизического кабеля. Скважина, также, оборудуется превентором для экстренного закрытия в аварийных ситуациях.

Комплекс доставляется в наклонную часть ствола (зенитный угол $\approx 55^\circ\text{--}60^\circ$) под собственным весом, далее в наклонно-горизонтальный участок ствола работающей скважины при помощи движителя. Схема проведения исследований скважины самоходным исследовательским комплексом приведена на рисунке 6.3. На рисунке 6.4 приведены результаты исследования горизонтальной газовой скважины исследовательским комплексом с движителем УДП-4.

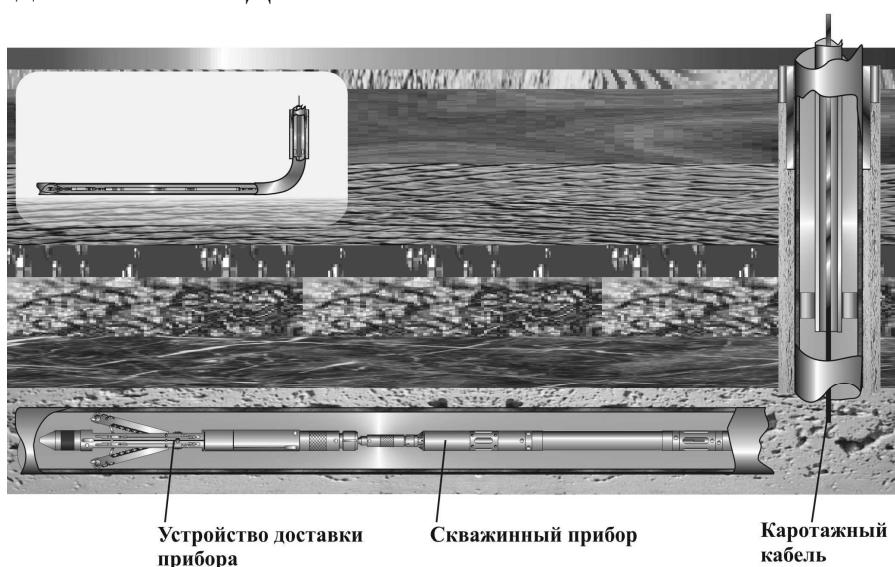


Рис. 6.3 Схема проведения исследований скважины самоходным исследовательским комплексом

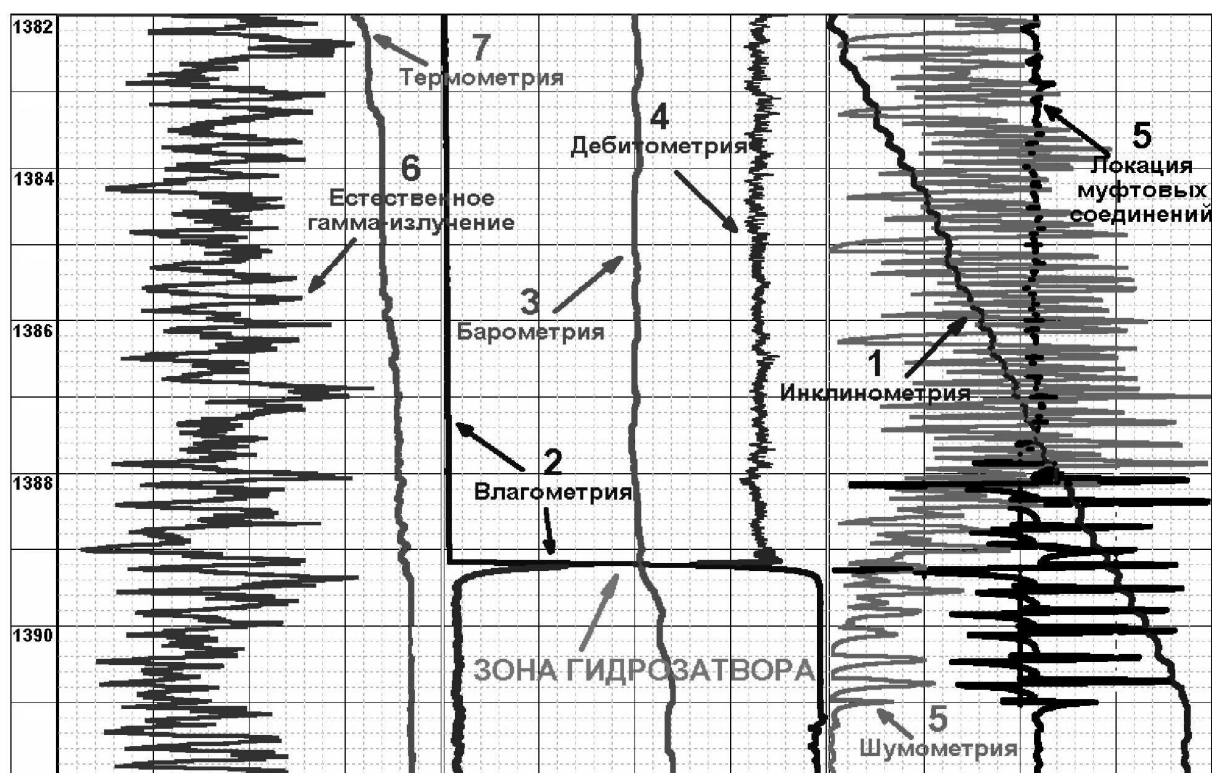


Рис. 6.4 Результаты исследования горизонтальной газовой скважины исследовательским комплексом с двигателем УДП-4.

Как видно из приведенных данных, на участке ствола скважины, где значение зенитного угла приближается к 90° , имело место увеличение показаний датчика водосодержания, давления, а также уменьшение до 0 показаний датчиков измерения скорости потока флюида и уровня шума. Это свидетельствует о наличии гидрозатвора на данной глубине.

Получаемые данные ГИС позволяют принимать своевременные и обоснованные технические решения, повышающие эффективность работы горизонтальных скважин и месторождений в целом. Результаты внедрения комплекса на скважинах ООО «Кубаньгазпром» показывают, что стоимость работ по проведению газодинамических исследований с использованием разработанного самоходного комплекса существенно ниже, чем при проведении работ с применением колтюбинговой установки или двигателей импортного производства.

7. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ И ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Исследование эксплуатационных скважин проводят для определения забойных давлений при различных отборах жидкости, коэффициентов продуктивности или индикаторных кривых при нелинейной зависимости между отборами жидкости и снижением забойного давления, газовых факторов, обводненности нефти и содержания песка в извлекаемой из скважины жидкости и других показателей. Эти данные необходимы для установления технологического режима работы скважин, а также для определения таких параметров пласта, как проницаемости, пластовых давлений и других, необходимых для анализа процессов эксплуатации месторождения и выработки соответствующих мероприятий.

Техника исследования скважин отличается некоторыми особенностями в зависимости от способов эксплуатации скважин. Фонтанные скважины исследуют двумя методами – при установившемся режиме работы скважины методом пробных откачек и по кривой восстановления забойного давления после остановки скважины. Пробные откачки применяют главным образом при исследованиях для определения продуктивной характеристики скважин и установления технологического режима их работы, а исследование по кривой восстановления забойного давления – для определения параметров пласта. Кроме того, в скважинах, вскрывших новые нефтяные пласты, отбирают глубинные пробы пластовой нефти для определения ее свойств (давления насыщения нефти газом, общей газонасыщенности образца нефти, плотности нефти в пластовых условиях и др.). Отбор проб пластовой нефти и определение ее свойств необходимо периодически производить при последующей эксплуатации пласта для оценки возможных изменений свойств нефти

Данные замеров, производимых при исследовании скважин, необходимо учитывать при последующем установлении норм отбора и технологического режима работы скважин. Забойные давления измеряют глубинными манометрами, опускаемыми на проволоке в НКТ. В некоторых случаях его определяют по замеру давлений в межтрубном пространстве на поверхности. В скважины, не подверженные пробкообразованию, НКТ спускают до средних отверстий фильтра, и тогда спущенный до башмака труб глубинный ма-

нометр непосредственно замерит забойное давление. Если же НКТ не доходят до фильтра скважины, спуск глубинного манометра в большинстве случаев ограничивается глубиной спуска фонтанных труб.

Величину забойного давления можно определить по формуле:

$$P_z = P_{\text{баш}} + (H - L)\gamma_{\text{ср}},$$

где, $P_{\text{баш}}$ – давление у башмака НКТ, МПа; H – глубина скважины, м; L – глубина спуска фонтанных труб, м; $\gamma_{\text{ср}}$ – средний удельный вес газированной жидкости на протяжении от башмака труб до средних отверстий фильтра, г/см³.

Техника исследования фонтанных скважин следующая. Устье скважины оборудуют лубрикатором и другим оборудованием, необходимым для спуска глубинного манометра в НКТ исследуемой скважины. После этого приступают к исследованию скважины. Число режимов при исследовании принимают не менее трех. Сначала исследуют скважину на том режиме, на котором она обычно работает и производят замер дебита скважины. Одновременно с замером дебита нефти измеряют дебит газа и берут пробы жидкости для определения обводненности и содержания песка.

После снятия всех показателей данного режима изменяют режим скважины для получения второго и последующих режимов исследования. Изменения режима эксплуатации скважины достигают путем смены штуцеров. Диаметр штуцера рекомендуется менять в пределах не вызывающих резких скачков дебитов, так чтобы дебит при вновь установленном режиме не более чем на

20–30 % отличался от предыдущего. По полученным данным строят индикаторную кривую, показывающую зависимость между дебитом скважины и снижением забойного давления в исследуемой скважине.

По прямолинейным участкам индикаторных кривых можно определять коэффициенты продуктивности и коэффициенты проницаемости, характерные для пласта.

При получении нелинейной зависимости между дебитом и депрессией забойного давления рекомендуется повторить исследование при более длительных периодах работы скважины на каждом режиме и более тщательных замерах забойных давлений, так как возможное несоблюдение необходимых условий исследования может оказаться иногда причиной получения нелинейной зависимости. Если же все-таки индикаторная кривая получится выпуклой, т.е. не будет иметь прямолинейного участка, то коэффициент про-

дуктивности не определяют. В этом случае проектируют режимы работы скважины и отборы из нее нефти непосредственно по индикаторным кривым – по данным того участка, по которому намечается работа скважины.

Однако, скважины и с индикаторными кривыми, характеризующими нелинейную зависимость, могут быть в некоторой степени сравнимы между собой по продуктивности. Для этого проводят касательную к кривой в ее начальной точке. Эта касательная характеризует в известной степени продуктивность данной скважины в сравнении с касательной к кривой другой скважины.

7.1 Использование данных промысловой геофизики для контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений

При контроле за разработкой месторождений углеводородов оперируют с большим объемом геолого-геофизической и промысловой информации. При этом отдельные виды деятельности могут быть реализованы с использованием ЭВМ. Методики обработки зависят от типа отложений, свойств пластового флюида, назначения скважины (добывающая, нагнетательная, наблюдательная и т.п.), особенностей конструкции скважины, подземного оборудования, обводнения скважины и других факторов. К середине 90-х годов было разработано несколько систем автоматизированной интерпретации, применяемых в промышленности.

- в связи с разнообразием геологических и технологических условий измерений, системы интерпретации должны обладать большой гибкостью и использовать разнообразные подходы. Так, например, в системе «Прайм», ориентированной на нефтяные месторождения, предусмотрены следующие варианты интерпретации:

- визуальная интерпретация, когда ЭВМ под контролем интерпретатора выполняет ряд технических операций (визуализация и преобразование диаграмм, хранение данных, заполнение форм отчетности), использование экспертной подсистемы, осуществляющей интерпретацию по признакам и правилам, соответствующим различным состоянием пласта и скважины;

- практически полностью автоматизированная интерпретация с пакетным режимом обработки информации.

7.2 Общие принципы организации автоматизированной обработки данных ГИС

Общие принципы организации автоматизированной обработки данных ГИС определяют следующие факторы:

- большой объем информации, включающей, кроме интерпретируемых;
- диаграмм, другие геофизические, а также технологические данные по скважине, по истории ее эксплуатации;
- комплексность решаемых информационно-измерительной системой задач (от хранения, преобразования и визуализации данных до собственно интерпретации, представления результатов и их вывода на внешние устройства в формах, требуемых заказчиками);
- интерпретация непосредственно на скважине для оперативного использования промысловыми службами, например, для выбора мероприятий капитального ремонта скважины, перфорации колонн и т.п.

7.3 Основные задачи интерпретации данных ГИС

Основными задачами интерпретации данных ГИС являются:

- контроль за изменением газо- и нефтенасыщения пластов;
- количественная оценка фильтрационно-емкостных параметров;
- выделение интервалов притока и поглощения флюида (работающих пластов); определение фазовых дебитов в этих интервалах, построение профилей притока и поглощения;
- определение пластовых давлений;
- оценка истинных и расходных характеристик газожидкостной смеси
- в стволе скважины;
- контроль технического состояния скважин: герметичность законного
- пространства и подземного оборудования; выявление и оценка заколонных перетоков;
- работа фильтров и перфорированных интервалов.

При интерпретации данных геофизических исследований в процессе разработки месторождения важна принципиальная комплексность подхода

для решения той или иной задачи. Примером комплексного подхода к решению задач контроля разработки является обрабатывающая система «Геккон», разработанная проф. Ипатовым А.И. и проф. Кременецким М.И. и ориентированная на обработку данных по эксплуатационным и наблюдательным скважинам газовых, газоконденсатных, газонефтяных и нефтяных месторождений, а также подземных хранилищ газа (ПХГ). Примеры типичных задач, решаемых интерпретатором в системе «Геккон» с использованием комплекса методов:

- определение дебитов работающих пластов по результатам механической (или термокондуктивной) расходомерии с привлечением термо и барометрии. В автоматическом режиме определяется распределение плотности и состава двухфазного потока в стволе скважины по барометрии, влагомерии и плотностеметрии;

- определение поинтервальных дебитов, пластовых давлений и коэффициентов дросселирования по измерениям расходомера, манометра и термометра на нескольких установившихся режимах отбора;

- определение пластовых давлений и фильтрационных параметров пластов по измерениям расходомера и манометра с привлечением термометрии при нескольких установившихся режимах эксплуатации;

- определение по комплексу газогидродинамических исследований: расходных параметров и состава многофазного потока; емкостных и эксплуатационных параметров потока; дебита газа по расходограмме;

- оценка плотности и состава двухфазной смеси по барометрии (или плотностеметрии) с привлечением термометрии;

- оценка плотности и состава трехфазной смеси по градиенту давления (или плотностеметрии) и влагомерии;

- совместная обработка данных расходомерии и барометрии (или плотностеметрии) с привлечением термометрии для газожидкостного потока.

Интерфейсом программы предусмотрены запросы у пользователя значений ряда параметров, используемых при решении отдельных задач (давление, температура, минерализация вод, коэффициенты пористости и насыщения для опорных пластов, минералогический состав продуктивных пластов и др.). Данные могут быть заимствованы системой из результатов работы блоков, предназначенных для интерпретации других методов или даже тех же методов, но зарегистрированных в другое время – например, до начала их обводнения или после обводнения.

Система «Геккон» является универсальной программой, обеспечивающей не только сложные алгоритмы интерпретации, но и редактирование диаграмм (учет результатов метрологии датчиков, увязка глубин, масштабирование цифро-аналоговых диаграмм), их преобразование (дифференцирование, сглаживание, нормализацию и т.п.). Развитие системы автоматизированной обработки данных ГИС-контроля позволило сделать их частью общей системы интерпретации данных ГИС с использованием стандартных технических возможностей по хранению, поиску и оформлению информации. К такого рода системам нового поколения относятся: система «Камертон»: «Контроль» и «Гидра-Тест» (РГУ НГ им. И.М. Губкина) и др.

7.4 Контроль за изменением положения контактов газ-нефть-вода в эксплуатационных скважинах

Изменение положения водонефтяного ВНК и газожидкостного ГЖК контактов, а также возникновение избирательного обводнения пластов в процессе разработки залежей нефти и газа могут контролироваться электрическими методами 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 $U_{СП}$. При обводнении пласта, залегающего среди глин, по всей мощности форма кривых $U_{СП}$ зависит от соотношения электрических удельных сопротивлений пресной воды $\rho_{пр}$ и фильтрата бурового раствора $\rho_{ф}$. Если $\rho_{пр} < \rho_{ф}$, аномалия $U_{СП}$ против пласта отрицательная (относительно линии глин), а при $\rho_{пр} > \rho_{ф}$ – положительная. Потенциал $U_{СП}$ во вмещающих глинах (линия глин) при этом одинаков. Если обводняется лишь подошвенная (кровельная) часть однородного пласта, примыкающего к глинам, потенциал $U_{СП}$ против всего пласта одинаков, но наблюдается смещение линии глин относительно опресненной части пласта в отрицательную сторону. *Форма аномалии кривой $U_{СП}$ против однородного пласта с несколькими обводняющими слоями определяется лишь тем, какая вода находится на контактах с вмещающими глинами.* Характер обводнения внутренних прослоев мало влияет на форму аномалии $U_{СП}$.

Число новых (бурящихся на месторождениях 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 электрическими методами становится невозможным. Поэтому основными методами контроля за перемещением ГЖК и ВНК в обсаженных интервалах в настоящее время являются нейтронные методы.

Определение ВНК в большинстве модификаций нейтронных методов основано на аномальных нейтронных свойствах хлора, содержащегося в пластовых водах. Различие в показаниях нейтронных методов против нефтеносного и водоносного пластов уменьшается с уменьшением хлоросодержания, т.е. с уменьшением пористости пласта или минерализации пластовой воды. Достаточно надежно определить водонефтяной контакт по данным ННМ-Т и НГМ можно лишь в высокопористых коллекторах ($k_{\text{п}} > 15\text{--}20\%$) при минерализации вод не менее 150–200 г/л. При этом применять лишь один НГМ (или один ННМ-Т) можно только в пластах, однородных по пористости и глинистости. В этом случае эффект на водонефтяном контакте, обусловленный различием содержания хлора, не маскируется колебаниями показаний за счет изменения водородосодержания (пористости и глинистости) пород. Совместное применение НГМ и ННМ-Т позволяет выделить водонефтяной контакт в более неоднородных пластах. Это связано с тем, что изменение водородосодержания вызывает на диаграммах НГМ и ННМ-Т изменение одного знака, тогда как при изменении содержания в породах хлора изменение на диаграммах может быть разного знака.

Другой способ учета и исключения влияния колебаний пористости или глинистости пласта на показания – это сравнение кривой НГМ (или ННМ-Т), зарегистрированных в разное время. Поскольку пористость и глинистость пород в процессе разработки месторождения не меняются, то правильно проэталонированные диаграммы, зарегистрированные в разное время, расходятся лишь против интервалов, которые обводнились за время между двумя замерами. Если кривые не эталонированы в сопоставимых единицах; их совмещают против явно непродуктивного интервала путем изменения масштаба и смещения одной из кривых.

Импульсные нейтронные методы обладают большей чувствительностью к содержанию хлора и позволяют определять ВНК при минерализации пластовых вод выше 40–50 г/л, а в благоприятных условиях – даже

при минерализации 20–30 г/л. Положение контакта четко отмечается как по кажущемуся среднему времени жизни нейтронов, так и непосредственно по показаниям ИННК при большом времени задержки (1,1 мс).

При больших колебаниях пористости или глинистости пород ИННК комплексируют с методами НГМ и ННМ-Т (или ГМ и СП).

Для выделения пластов, обводняемых пресной водой (ниже 20 г/л при $k_{\Pi} = 30 \%$ и 50–70 г/л при $k_{\Pi} \approx 10 \%$), описанные способы непригодны. Такие пласты могут быть обнаружены путем закачки активированных растворов, избирательно проникающих в водоносную и нефтеносную части пласта.

В пластах, обводненных пресной водой, фильтрат соленого раствора, контактирующий с пресной пластовой водой, опресняется быстрее по сравнению с нефтеносными пластами, в которых соленая вода в зоне проникновения сохраняется гораздо дольше. Поэтому, проводя измерения ИННК или ИНГК через время, достаточное для опреснения зоны проникновения в обводненных пластах, можно выделять нефтеносные части пласта по обратному эффекту, т.е. по более низкому значению среднего времени жизни нейтронов по сравнению с обводненными пластами.

Определение газонефтяного и газоводяного контактов нейтронными методами основано на меньшем содержании водорода в газе по сравнению с водой и нефтью. Благодаря этому на диаграммах всех нейтронных методов газоносный пласт отмечается повышенными показаниями по сравнению с нефтеносными или водоносными пластами. Однако повышенными показаниями на диаграммах нейтронных методов отмечаются также и низкопористые (плотные) породы. Чтобы отличить их от более пористых газонасыщенных коллекторов, можно использовать данные других методов, зависящие от пористости (ГГМ-П или АМ).

7.5 Основные технические требования к подготовке действующих скважин для проведения геофизических и гидродинамических исследований

7.5.1 Геофизические работы в действующих скважинах проводят с учетом требований «Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» (М., 1999), РД 153-39.0-072-01 – «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» (М., 2002) и др. действующих отраслевых нормативных документов по охране труда на эти виды работ.

7.5.2 Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) проводят при спущенном технологическом оборудовании в режиме их функционирования при спуске (подъёме) скважинных приборов через НКТ или серповидный зазор, образующийся в межтрубном пространстве при эксцентричной подвеске технологического оборудования. Для исследований применяют скважинные приборы диаметром 28, 36 и 42 мм.

7.5.3 В добывающих скважинах, эксплуатирующихся с применением штанговых глубинных насосов, НКТ должны быть подвешены на эксцентричной планшайбе с отверстием, предназначенным для спуска в скважину приборов, а штанговый насос должен быть оборудован хвостовиком в виде диска с эксцентричными отверстиями для прохождения скважинного прибора под корпус насоса. Обязка устья скважины должна обеспечить разрядку межтрубного пространства до атмосферного.

7.5.4 Добывающие скважины, эксплуатируемые с применением электроцентробежных насосов, должны быть оборудованы приспособлениями, обеспечивающими беспрепятственное прохождение прибора под насос.

7.5.5 Скважину для проведения исследований и работ готовит недропользователь. Подготовленность (неподготовленность) скважины подтверждается двусторонним актом, который подписывают начальник геофизической партии и представитель недропользователя.

7.5.6 К скважине должны вести подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственное передвижение транспорта. Вокруг скважины должен быть объездной путь.

7.5.7 Около скважины на расстоянии 20–30 м от устья должна быть подготовлена площадка размером 10х10 м, удобная для установки на ней каротажной лаборатории и подъёмника с шириной прохода между ними не менее 3 м и монтажа устьевого оборудования для спуска приборов в скважину. Посторонние предметы между подъёмником и устьем скважины, затрудняющие обзор ролика блок-баланса и геофизического кабеля, а также свободное передвижение работников партии (отряда), должны быть убраны.

7.5.8 При проведении исследований и работ в добывающих и нагнетательных скважинах с давлением на буфере запорной арматуры более 7 МПа, применении приборов массой более 50 кг или длине более 4 м, а также при выполнении работ по свабированию на скважине должен быть установлен агрегат с грузоподъёмной вышкой или мачтой, для чего оборудуется дополнительная площадка размером 5х10 м.

7.5.9 Для сбора флюида, отводимого из сальникового устройства лубрикатора, в 5 м от устья скважины должна быть установлена ёмкость объёмом не менее 0,2 м³.

7.5.10 Около устья нагнетательных и контрольных скважин, не оборудованных стационарными площадками, должны быть подготовлены подмости для установки блок-баланса. Подмости высотой более 0,5 м от земли должны иметь лестницу (сходни с поперечными рейками), а если их высота превышает 1,5 м, они и ведущая к ним лестница должны быть оборудованы перилами.

7.5.11 Для подключения геофизического оборудования к силовой электрической цепи должна быть установлена розетка с заземляющим контактом в исполнении, пригодном для наружного подключения, рассчитанном на силу тока 25 А и напряжение 380 В. Розетка устанавливается на расстоянии не более 40 м от площадки установки геофизического оборудования. Перед проведением геофизических работ электрооборудование буровой установки должно быть проверено на соответствие ПУЭ, ПТЭ и ПТБ.

7.5.12 Скважины под давлением должны быть оборудованы фонтанной арматурой и превентером, опрессованы и подключены к сборному коллектору и выкидной линии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на арматуре устанавливаются манометры с трехходовыми кранами. Все задвижки фонтанной арматуры, применяемые при проведении работ, должны быть исправны, свободно открываться и закрываться от руки.

7.5.13 Над фонтанной арматурой должна быть оборудована площадка размером не менее 1,5х1,5 м и имеющая настил, выполненный из металлических листов с ребристой поверхностью, исключающей возможность скольжения, или из досок толщиной не менее 40 мм, с перилами высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 400 мм друг от друга. Настил площадки должен иметь борт высотой не менее 150 мм и отверстие диаметром 600 мм для установки лубрикатора и разгрузочной штанги. Для подъёма на площадку оборудуется лестница с уклоном не более 60°, шириной не менее 650 мм с двухсторонними перилами высотой 1 м. Расстояние между ступенями лестницы по высоте не более 250 мм, уклон ступеней во внутрь – 2°–5°, боковые планки ступеней или бортовая обшивка – высотой 150 мм.

7.5.14 До проведения ГДИС насосно-компрессорные трубы должны быть прошаблонированы контрольным шаблоном. Диаметр шаблона дол-

жен быть на 10 мм больше диаметра применяемого прибора. Длина шаблона должна быть не менее длины геофизического прибора. Низ НКТ должен быть оборудован воронкой, обеспечивающей беспрепятственный вход скважинного прибора в НКТ. При спуске НКТ на забой их низ должен быть оборудован крестовиной.

7.5.15 Для проведения работ при отрицательной температуре в водонагнетательных скважинах и в добывающих скважинах с высоким процентным содержанием воды недропользователь обязан организовать постоянный обогрев устьевого оборудования и лубрикатора. (При температуре ниже – 20 °С геофизические исследования и работы в водонагнетательных скважинах проводить запрещается).

7.5.16 При геофизических исследованиях и ГДИС проведение на скважине других работ запрещается. Разрешается совместное проведение работ бригады ремонта скважин и геофизической партии на одном кусте скважин, если при этом не создаются помехи друг другу.

7.5.17 В тёмное время суток работы должны проводиться при искусственном освещении, которое соответствует нормам освещенности при геофизических работах: места подготовки скважинных приборов – 150 лк; путь прохождения геофизического кабеля, места переноски приборов, прокладки соединительных проводов, нахождения мерной и приемной емкостей – 30 лк.

8. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИС

8.1 Общие положения

Геофизические работы в нефтяных и газовых скважинах выполняются специализированными организациями по договорам, заключаемым с буровыми, добывающими и другими предприятиями, в которых оговариваются обязательства обеих сторон по безопасному проведению работ.

Геофизические работы должны проводиться в объеме и с периодичностью, предусмотренными геолого-техническим нарядом на строительство скважины, планом проведения ремонтно-восстановительных работ и мероприятиями по контролю за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования.

Геофизические работы разрешается проводить после специальной подготовки территории и ствола скважины, обеспечивающей удобную и безопасную эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственный спуск (подъем) скважинных приборов и аппаратов на кабеле до интервала исследований или до забоя. Готовность территории и скважины для проведения геофизических работ подтверждается двусторонним актом.

Геофизические работы должны проводиться в присутствии представителя предприятия, в ведении которого находится скважина. К геофизическим работам может привлекаться рабочий персонал буровой бригады и оборудования, если это необходимо для осуществления технологии исследований.

При организации и проведении геофизических работ должны соблюдаться требования настоящих Правил, действующих инструкций по видам исследований и операций, «Единых правил безопасности при взрывных работах», утвержденных Госгортехнадзором России 24.03.92 г., других нормативных документов по вопросам промышленной безопасности.

8.2 Требования к геофизической аппаратуре, кабелю и оборудованию

Геофизические работы в нефтяных и газовых скважинах должны проводиться с применением оборудования, кабеля и аппаратуры, технические характеристики которых соответствуют геолого-техническим условиям в бурящихся и эксплуатируемых скважинах.

Каротажные подъемники должны быть укомплектованы:

- подвесными и направляющими блоками, упорными башмаками и приспособлением для рубки кабеля;
- средствами визуального контроля за глубиной спуско-подъема кабеля, скоростью его продвижения и натяжения;
- соединительными кабелями с прочным электроизоляционным покрытием;
- механическим кабелеукладчиком.

Для проведения геофизических работ в скважинах под давлением в комплект наземного оборудования должны входить лубрикаторные устройства.

К геофизическим работам допускаются сертифицированные оборудование, кабель и аппаратура.

Опытные и экспериментальные образцы геофизической техники допускаются к применению только при наличии разрешения предприятия, в ведении которого находится скважина, и при согласовании с территориальными органами Госгортехнадзора России.

Конструкции приборных головок должны обеспечивать присоединение приборов к унифицированным кабельным наконечникам и сборку компоновок комплексной или комбинированной многопараметровой аппаратуры. Защитный колпак кабельной головки должен иметь конструкцию, обеспечивающую его захват ловильным инструментом.

Ловильный инструмент под все типы применяемых головок должен входить в комплект геофизической аппаратуры.

Прочность крепления прибора к кабелю с помощью кабельных наконечников должна быть ниже разрывного усилия соответствующего типа кабеля.

При геофизических работах должен применяться кабель, не имеющий нарушений броневое покрытия. Сохранность брони должна периодически проверяться, а после работ в агрессивных средах кабель должен испытываться на разрывное усилие.

При проведении прострелочно-взрывных работ (ПВР) запрещается применение взрывных патронов с незащищенными системами электровзрывания или без блокировочных устройств.

8.3 Геофизические работы при строительстве скважин

Станция геолого-технических исследований должна устанавливаться по типовой схеме привязки ее к буровой установке. Соединительные кабели и газовоздушная линия должны быть подвешены на опорах или размещены в охранных приспособлениях.

Участок желобной системы, где устанавливаются дегазатор и датчики контроля параметров промывочной жидкости, должен быть освещен в темное время суток.

Перед началом проведения исследований начальник партии (отряда) геолого-технических исследований должен провести инструктаж работников буровой бригады по безопасным методам эксплуатации геофизического оборудования и взаимодействию при исполнении технологических операций.

Буровой мастер (бурильщик) обязан информировать начальника партии (отряда) об отклонениях от проектного технологического режима бурения и физико-химического состава промывочной жидкости. Газовый каротаж не должен проводиться при добавках в буровой раствор нефти.

По окончании бурения перед геофизическими исследованиями циркуляция должна быть продолжена до выхода забойной порции промывочной жидкости на поверхность.

Начальник партии (отряда) обязан оперативно информировать бурового мастера (бурильщика) и фиксировать в буровом журнале возможность возникновения осложнения или аварийной ситуации.

При каротаже пробуренного ствола скважины подъемник и лаборатория должны устанавливаться так, чтобы обеспечивались хороший обзор устья, свободный проход работников на мостки и сигнализационная связь между ними и устьем скважины.

Подвесной блок должен быть надежно закреплен на талевой системе буровой установки и поднят над устьем скважины на высоту, обеспечивающую спуск кабеля с приборами в скважину по ее оси.

Перед началом геофизических работ должна быть проверена исправность тормозной системы каротажного подъемника, кабелеукладчика, защитных ограждений, целостности заземляющего провода и соединительных кабелей.

Спуск и подъем кабеля должен проводиться с контролем глубины, натяжения и со скоростями, рекомендованными для соответствующих типов аппаратуры и аппаратов.

При непрохождении прибора до интервала исследований или до забоя допускается проведение каротажа через буровой инструмент, низ которого оборудован специальной воронкой, а также с применением технологии синхронного спуска геофизического кабеля и бурового инструмента.

При опробовании и испытании скважин кабельными приборами (ОПК), а также при гидродинамических исследованиях подготовка к спуску ОПК должна проводиться на мостках буровой на специальных подкладках.

Разгерметизация пробоотборников ОПК на скважине допускается только с применением специальных устройств.

Проведение работ с трубными пластоиспытателями допускается в скважинах при исправном буровом инструменте, насосах. Испытание объектов в зависимости от их задач может проводиться без и с выпуском жидкости долива и пластового флюида на поверхность.

При испытании скважины с выводом пластового флюида на поверхность необходимо:

- рассчитать колонну бурильных труб на избыточное внутреннее и наружное давления, которые могут возникнуть в процессе испытания;
- оборудовать буровую колонну шаровым краном и специальной устьевой головкой, опрессовав их на давление, превышающее на 10 % ожидаемое в процессе операции;
- провести обвязку устья с манифольдом буровых насосов и выкидной линии превенторной установки;
- обеспечить возможность прямой и обратной закачки промывочной жидкости в скважину;
- согласовать схему обвязки устья с территориальными органами Госгортехнадзора России;
- оборудовать устье скважины рабочей площадкой для экстренного закрытия аварийного крана на специальной устьевой головке при подъеме бурильной колонны с элементами обвязки над столом ротора;
- обеспечить на буровой в местах выхода пластового флюида активную вентиляцию.

Запрещается проведение работ с трубными пластоиспытателями в скважинах без оборудования их превенторной установкой.

Допускается проведение работ с трубными пластоиспытателями в условиях поглощения промывочной жидкости и слабом проявлении скважины при принятии дополнительных мер, обеспечивающих безаварийность и безопасность работ.

Геофизические исследования в обсаженном стволе скважины должны обеспечивать получение информации о способности крепи заколонного пространства исключить возможность перетока между пластами и выход флюида на поверхность.

8.4 Геофизические работы при эксплуатации скважин

Геофизические исследования в процессе эксплуатации скважин проводятся в соответствии с планами геолого-технических мероприятий и типовыми или индивидуальными проектами на подземный ремонт скважин.

Геофизические исследования в процессе разработки месторождения проводятся во всех категориях скважин при наличии рабочих площадок, обеспечивающих безопасное проведение работ с геофизическим устьевым оборудованием.

При спуско-подъеме скважинных приборов через насосно-компрессорные трубы низ колонны труб должен быть оборудован воронкой.

В вертикальных скважинах, эксплуатирующихся насосным способом при эксцентричной подвеске насосно-компрессорных труб, зазор между эксплуатационной колонной и НКТ должен обеспечивать беспрепятственный проход скважинного прибора до интервала исследования.

Оттяжной ролик должен крепиться таким образом, чтобы ось его вращения была параллельна оси лебедки, а плоскость вращения ролика проходила через середину барабана лебедки.

С рабочего места оператора подъемника каротажной станции должны быть хорошо видны все элементы оборудования герметизации устья.

При исследованиях в нагнетательных скважинах для спуско-подъемов приборов допускается кратковременное стравливание давления. Сбросовая вода, используемая в качестве рабочего агента, должна отводиться в специально подготовленный приемник.

При исследованиях в добывающих скважинах жидкость, просачивающаяся через герметизатор кабеля, должна отводиться в емкость, установленную около устья скважины.

Скважины с высоким давлением на устье должны исследоваться с применением транспортного лубрикаторного оборудования. Монтаж и работа с этим оборудованием должны проводиться при предоставлении геофизической партии (отряду) специального грузоподъемного агрегата.

Исследование скважин при их освоении после бурения и капитального ремонта должно проводиться до и после вывода их на рабочий режим эксплуатации.

Во всех случаях исследования скважины через НКТ и по межтрубному пространству скорость подъема кабеля должна снижаться при подходе к башмаку НКТ, глубинному насосу и устью скважины.

Работникам геофизической партии (отряда) разрешается управление центральной задвижкой фонтанной (запорной) арматуры в процессе проведения работ на скважине. Открывать и закрывать задвижки необходимо медленно, не допуская гидроударов при изменении давления.

Проведение работ с применением геофизических методов воздействия на призабойную зону, как в рабочем режиме скважины, так и при нахождении ее в капитальном ремонте, должно осуществляться по индивидуальной программе.

8.5 Прострелочно-взрывные работы

Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважинах проводятся в соответствии с требованиями действующих Единых правил безопасности при взрывных работах [18].

Меры безопасности, вытекающие из принятой технологии ПВР, должны быть указаны в «Техническом проекте на производство ПВР» в конкретной скважине. Разработанный геофизической организацией (подрядчиком) «Технический проект...» должен быть согласован с буровым (нефтегазодобывающим) предприятием (заказчиком).

При выполнении ПВР в составе сложных технологий испытания и освоения скважин, требующих непосредственного взаимодействия персонала Подрядчика и Заказчика, работы должны выполняться по планам, совместно утверждаемым их руководителями.

Руководитель подразделения по выполнению ПВР (начальник партии, отряда) должен иметь право ответственного руководства взрывными работами. Руководитель взрывных работ, выполняемых с применением электровзрывания, должен пройти обучение электробезопасности с присвоением квалификационной группы не ниже III.

Непосредственную работу со взрывчатыми материалами (ВМ) могут выполнять только взрывники (каротажники, имеющие Единую книжку взрывника). Отдельные операции по работе с прострелочно-взрывной ап-

паратурой (ПВА), не связанные с обращением со средствами инициирования (СИ), монтажом и проверкой электровзрывной сети (ЭВС), обращением с отказавшими ПВА могут выполнять проинструктированные в установленном порядке рабочие геофизических партий (отрядов) под непосредственным руководством взрывника или руководителя взрывных работ.

Обслуживающий не геофизическое оборудование персонал, привлекаемый для выполнения спуско-подъемных операций и задействования аппаратов, спускаемых на насосно-компрессорных или бурильных трубах, должен быть проинструктирован руководителем взрывных работ в части мер безопасности и работать под его наблюдением.

Геофизические организации должны иметь эксплуатационную документацию на все применяемые ими ПВА, изделия из взрывчатых веществ (ВВ), приборы взрывного дела, и руководствоваться ими на всех стадиях обращения с ними.

Условия применения ПВА в скважинах (максимальные температура и гидростатическое давление, минимальный проходной диаметр и др.) должны строго соответствовать допускаемым эксплуатационной документацией на конкретный ПВА. В скважинах с температурой и давлением в интервале перфорации (интенсификации) на уровне предельно допустимых (+, – 10 %) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском ПВА.

Приступать к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке ее территории, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного «Актом готовности скважины для производства ПВР», подписанным представителями Заказчика и Подрядчика.

При выполнении ПВР устье скважины должно оборудоваться запорной арматурой и лубрикаторными устройствами, обеспечивающими герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА.

Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. При использовании ПВА нежесткой конструкции (бескорпусных перфораторов, пороховых генераторов давления, шнуровых торпед и др.) ограничения по длине шаблона не устанавливаются.

Независимо от наличия электроустановок все металлоконструкции скважины должны иметь надежную металлическую связь между собой и заземлены на единый заземлитель (контур заземления скважины).

На скважине должны быть подготовлены площадки для работ по снаряжению и заряджанию ПВА. Эти площадки должны быть удалены от жилых и бытовых помещений не менее чем на 100 м, от устья скважины – 50 м.

В случаях невозможности обеспечения указанных расстояний, размещение площадки должно быть выбрано с учетом минимального риска, согласовано с территориальным органом Госгортехнадзора и указано в проекте на производство ПВР.

Вокруг мест работы с ВМ и ПВА должны быть выставлены знаки обозначения границ опасных зон взрывных работ:

- мест снаряжения ПВА – радиусом не менее 20 м;
- устья скважины – радиусом не менее 50 м.

Для подсоединения отдельных заземляющих проводников геофизического оборудования на металлоконструкции скважины в легкодоступном, хорошо видимом месте знаком «Земля» должна быть обозначена точка подключения.

При выполнении ПВР в темное время суток на скважине должно быть освещение, выполненное с учетом требований «Единых правил безопасности при взрывных работах» [18].

При использовании электрического метода взрывания должны выполняться меры по защите от блуждающих токов. В особых случаях, при невозможности их выполнения, работу с СИ и по монтажу ЭВС необходимо вести при соблюдении специальных мер, разрабатываемых геофизическими организациями и отражаемых в «Техническом проекте на производство ПВР». При этом в первую очередь должно предусматриваться применение допущенных Госгортехнадзором России технических средств защиты от блуждающих токов – защищенных систем электровзрывания, блокировок и др.

Проверка исправности полностью смонтированной ЭВС должна выполняться замером сопротивления при проводимости допущенным для этих целей Госгортехнадзором России прибором после спуска аппарата на глубину не менее 50 м. После этого радиус опасной зоны вокруг устья скважины может быть уменьшен по указанию руководителя взрывных работ.

При подъеме задействованного ПВА в случае отсутствия аппаратурного контроля за фактом и полнотой взрывания, вплоть до осмотра ПВА взрывником, режим опасной зоны вокруг устья скважины должен сохраняться.

8.6 Ликвидация аварий при геофизических работах

Возникающие в процессе проведения геофизических работ осложнения, связанные с прихватом кабеля, скважинного прибора или груза, ликвидируются под руководством начальника геофизической партии (отряда) при участии работников буровой бригады.

При невозможности ликвидации прихвата расхаживанием кабеля должен быть составлен акт и поставлено в известность техническое руководство предприятия, в ведении которого находится скважина, и геофизической организации.

Аварии ликвидируются в соответствии с составленным совместно предприятием-заказчиком и исполнителем геофизических работ планом с использованием технических средств обеих сторон.

До спуска в скважину на все нестандартные сборки рабочего и аварийного инструмента должны составляться эскизы.

При оставлении в скважине кабеля не рекомендуется его разбуривание. Для извлечения из скважины прибора, аппарата, груза должен быть применен ловильный инструмент, соответствующий конструкции защитного колпака кабельного наконечника.

Ловильный инструмент обеспечивает геофизическое предприятие.

При невозможности извлечения из скважины прибора с радиоактивным источником, последний, по согласованию с органами саннадзора, должен быть сбит на забой и зацементирован. Дальнейшие операции по проводке ствола скважины должны вестись при дозиметрическом контроле промывочной жидкости.

О всех случаях оставления в скважине ПВА с ВМ должен быть немедленно информирован территориальный орган Госгортехнадзора России.

Поднятая из скважины ПВА, не подлежащая разряжению вследствие деформации корпуса, должна уничтожаться на месте производства ПВР с соблюдением мер безопасности, предусмотренных эксплуатационной документацией. Порядок уничтожения ВМ на местах работ (руководство, надзор, отчетность) должны быть согласованы с территориальными органами Госгортехнадзора России.

В случаях возникновения признаков газонефтепроявления после перфорации эксплуатационной колонны (нарастающий прилив промывочной жидкости и др.) скважина должна быть загерметизирована.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бадалов Г.И. Контроль разработки нефтяных месторождений геофизическими методами : учебное пособие. – М. : МИНГ им. Губкина, 1991.
2. Бадалов Г.И. Определение источника обводнения горизонтальных скважин / Г.И. Бадалов, Р.Ш. Хайретдинов. – Альметьевск : АГНИ, 2006.
3. Бадалов Г.И. Геофизические методы определения характера обводнения скважин / Г.И. Бадалов, Р.Ш. Хайретдинов. – Альметьевск : АГНИ, 2007.
4. Бондаренко В.М. Общий курс геофизических методов разведки / В.М. Бондаренко, Г.В. Демура, А.М. Ларионов. – М. : Недра, 1986.
5. Вахитов Г.Г. Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений / Г.Г. Вахитов, Ю.П. Гаттенбергер, В.А. Лучков. – М. : Недра, 1984.
6. Гейхман М.Г. Новые технические средства, технологии и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи газовых и газоконденсатных скважин, в том числе и скважин с аномально высокими пластовыми давлениями и температурой / М.Г. Гейхман, В.П. Колесниченко, В.В. Климов, Э.В. Аносов, И.Н. Кравцов, С.Н. Ретюнский – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 265 с.
7. Гречухина В.В. Геофизические методы изучения геологии угольных месторождений. – М. : Недра, 1995.
8. Григорян Н.Г. Прострелеочные и взрывные работы в скважинах / Н.Г. Григорян, Д.Е. Пометун, Л.А. Горбенко, С.А. Ловля. – М. : Недра, 1980.
9. Горбачев Ю.И. Геофизические методы контроля за разработкой нефтегазовых месторождений / Ю.И. Горбачев, А.И. Ипатов. – М. : Гос. Акад. Нефти и Газа (ГАНГ), 1996.
10. Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин. – М. : Недра, 2004.
11. Гизова И.Б., Хайретдинов Р.Ш. О новых геофизических исследованиях по контролю технического состояния скважин совместно с решением экологических задач. «Геофизик Татарии» / И.Б. Гизова, Р.Ш. Хайретдинов. – Бугульма, 2004.
12. Дахнов В.Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин. – М. : Недра, 1981.

13. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М. : Недра, 1982. – 366 с.
14. Добрынин В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1988. – 461 с.
15. Добрынин В.М. Промысловая геофизика / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов, А.Н. Африкян. – М. : Недра, 1986.
16. Дьяконов Д.И. Общий курс геофизических исследований скважин : учебник для ВУЗов / Д.И. Дьяконов, Е.И. Леонтьев, Г.С. Кузнецов. – 2-е изд., перераб. – М. : Недра, 2000. – 432 с.
17. Знаменский В.В. Геофизические методы разведки и исследования скважин : учебник для ВУЗов / В.В. Знаменский, М.С. Жданов, Л.П. Петров. – М. : Недра, 1999. – 320 с.
18. Знаменский В.В. Полевая геофизика. – М. : Недра, 2002.
19. Заворотко Ю.М. Геофизические методы исследования скважин. – М. : Недра, 1983. – 201 с.
20. Ишбулатова Р.Х. Некоторые вопросы контроля качества цементации обсадных колонн // Геофизика. Спец. выпуск / Р.Х. Ишбулатова, Р.Б. Булгаков. – М., 2003. – С. 86–87.
21. Итенберг С.С. Геофизические исследования в скважинах / С.С. Итенберг, Т.Д. Дахкильгов. – М. : Недра, 1982. – 351 с.
22. Калининкова М.В. Учебное пособие по геофизическим исследованиям скважин / М.В. Калининкова, Б.А. Головин, К.Б. Головин. – Саратов, 2005.
23. Климов В.В. Научно-методические основы, аппаратура и технологии геофизического контроля технического состояния скважин на примерах газовых месторождений и подземных хранилищ газа. – М. : ООО «ИРЦГазпром», 2008. – 300 с.
24. Коноплев Ю.В. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений / Ю.В. Коноплев, Г.С. Кузнецов, Е.И. Леонтьев. – М. : Недра, 1986. – 217 с.
25. Латышова М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М.Г. Латышова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов. – М. : Недра, 1990. – 305 с.
26. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. – М. : Недра, 2007.
27. Лукьянов Э.Е. Исследование скважин в процессе бурения. – М. : Недра, 1979.

28. Петров Л.П. Практикум по общему курсу геофизических исследований скважин / Л.П. Петров, В.Н. Широков, А.Н. Африкян. – М. : Недра, 1987.
29. Померанц Л.И. Аппаратура и оборудование для геофизических методов исследования скважин / Л.И. Померанц, В.Т. Чукин. – М. : Недра, 2006.
30. Померанц Л.И. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1981. – 323 с.
31. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. – М. : Недра, 1982.
32. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин : курс лекций. – Екатеринбург : УПТА, 2003. – 209 с.
33. Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. – М. : Недра, 1990. – 265 с.
34. Хмелевской В.К. Геофизические методы исследования земной коры. – Дубна : Изд-во ун-та Дубна, 1997.
35. Хмелевской В.К. Краткий курс разведочной геофизики. – М. : Изд-во МГУ, 1967, 1979.
36. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М. : Недра, 1989. – 185 с.
37. Шарма П. Геофизические методы в региональной геологии. – М. : Мир, 1986.
38. Широков В.Н. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы / В.Н. Широков, Е.М. Митюшин, В.Д. Неретин. – М. : Недра, 2006.
39. Методические указания : Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01. – М., 2002. – 73 с.
40. Методические указания по проведению геофизических исследований поисково-разведочных нефтегазовых скважин в Западной Сибири и геологической интерпретации получаемых материалов. Калинин, 1986.
41. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ : методическое руководство ; под. ред. М.И. Эпов, Ю.Н. Антонов. – Новосибирск : НИЦ ОИГГМ СО РАН, изд. СО РАН, 2000. – 121 с.
42. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М., 1999.

43. РД 153-39.0-072-01. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах». – М., 2002.
44. Геофизические методы исследования скважин : справочник геофизика ; под ред. В.М. Запорожца. – М. : Недра, 1983. – 591 с.
45. Геофизические методы исследований ; под ред. В.К. Хмелевского. – М. : Недра, 2008.
46. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин : справочник ; под редакцией В.М. Добрынина. – М. : Недра, 1988.
47. Методическое руководство по компьютерной технологии контроля технического состояния и качества цементирования обсадных колонн нефтегазовых скважин / М.А. Сулейманов, В.Н. Служаев, Е.В. Семенов и др. – Уфа : НПФ «Геофизика», 1997. – 173 с.
48. Спутник нефтепромыслового геолога : Справочник ; под ред. Н.П. Чоловского. – М. : Недра, 1989. – 376 с.
49. Молчанов А.А. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин : справочник. / А.А. Молчанов, В.В. Лаптев, В.Н. Моисеев, Р.С. Челокьян. – М. : Недра, 1987.
50. Широков В.Н. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы. / В.Н. Широков, Е.М. Митюшин, В.Д. Неретин, Э.Е. Лукьянов, Д.В. Белокопьев. – М. : Недра, 1996.

В.В. Климов, А.В. Шостак

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Учебное пособие

Технический редактор

А.С. Семенов

Компьютерная верстка

О.Д. Домашенко

Дизайн обложки

О.Д. Домашенко

Подписано в печать 23.01.2014

Формат 60×84 ¹/₁₆

Бумага «Снегурочка»

Печать трафаретная

Печ. л. 13,6

Изд. № 468

Усл. печ. л. 12,26

Тираж 55 экз.

Уч.-изд. л. 11,09

Заказ № 1072

ООО «Издательский Дом – Юг»

350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2, корп. «В», оф. В-120

тел. 8-918-41-50-571

e-mail: olfomenko@yandex.ru

Сайт: <http://id-yug.com>