

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«Томский политехнический университет»

**ЦЕНТР ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПЕРЕПОДГОТОВКИ
СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА**

В.П. Меркулов

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Учебное пособие

Издательство
Томского политехнического университета
2008

УДК 550.83
М

Меркулов В.П.

М Геофизические исследования скважин: учебное пособие / В.П. Меркулов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 139 с.

В пособии приведены краткие сведения о физических основах методов геофизических исследований обсаженных и необсаженных скважин, применяемых методиках и технологии проведения работ, изложены вопросы обработки и интерпретации данных, дано описание алгоритмов расчленения геологического разреза, определения литологического состава пород, выделения коллекторов и количественной оценки фильтрационно-емкостных свойств, представлены примеры решения задач изучения геологического строения месторождений.

Пособие предназначено для слушателей инновационной магистерской программы «Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа» направления 130500 – НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО, может быть полезно специалистам, занимающихся проблемами геофизических исследований скважин и петрофизики нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

УДК 550.83

Рецензенты

Доктор физико-математических наук,
профессор кафедры динамической геологии
Томского государственного университета
М.М. Немирович-Данченко

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ О ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВАХ ПОРОД	7
2. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС	9
3. МЕТОДЫ КАРОТАЖА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УСЛОВИЯХ ВСКРЫТИЯ СКВАЖИНОЙ ПЛАСТА	38
4. ОЦЕНКА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД ПО ДАННЫМ ГИС	40
4.1. Стандартные комплексы ГИС для решения геологических задач	40
4.2. Литологическое расчленение разреза скважин и выделение коллекторов	41
4.3. Определение объемной глинистости пород	45
4.4. Определение пористости пород	51
4.5. Определение флюидонасыщенности коллекторов	63
4.6. Прогноз проницаемости по данным ГИС	67
4.7. Метод ЯМР при определении коллекторских свойств пород	68
5. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	71
5.1. Методы оценки состояния ствола скважины	71
5.1.1. Инклинометрия скважин	71
5.1.2. Кавернометрия и профилометрия скважин	83
5.2. Методы оценки качества цементирования скважин	89
5.2.1. Термометрия скважин	89
5.2.2. Цементометрия скважин	99
5.2.3. Акустическая цементометрия	114
5.3. Методы контроля технического состояния обсадных колонн	116
5.4. Барометрия и расходометрия скважин	124
5.4.1. Барометрия	124
5.4.2. Расходометрия скважин	130
ЛИТЕРАТУРА	137

ВВЕДЕНИЕ

Общая геостатическая модель месторождения включает в себя три главных компонента, последовательно характеризующих условия формирования пород-коллекторов, условия их залегания и изменчивость фильтрационно-емкостных свойств. Соответственно возникает три частных модели, каждая из которых описывает одну из сторон полной характеристики резервуара, – литолого-седиментологическая, структурная и петрофизическая.

Петрофизическая модель представляет собой математическое описание объемного распределения пористости, проницаемости и флюидонасыщенности коллекторов в пределах резервуара, основанное на данных непосредственных или косвенных определений указанных физических свойств по конкретным типам горных пород.

Можно назвать три главных источника информации о петрофизических параметрах коллекторов и, в частности, их фильтрационно-емкостных свойствах:

1 – лабораторные исследования керна скважин, в результате которых возможно получение непосредственных определений интересующих нас параметров (с учетом или без учета пластовых условий);

2 – геофизические исследования скважин комплексом геофизических и гидродинамических методов, интерпретация которых позволяет получить вероятностные оценки тех же величин (в рамках принятых интерпретационных моделей методов ГИС и ГДИС);

3 – детальные 3-D сейсмические исследования, позволяющие при благоприятных условиях оценить пространственное распределение пород с улучшенными коллекторскими свойствами.

Эти три вида данных позволяют создать фильтрационно-емкостной каркас резервуара, на основе которого возможно построение стохастической модели с формированием ячеистой матрицы петрофизической неоднородности пласта-коллектора. Дальнейшее использование этой информации позволяет провести оценку запасов углеводородного сырья по коллекторам различного качества для анализа рентабельности разработки залежей нефти и газа и обеспечивает возможность корректного перевода статической геологической модели в гидродинамическую.

Эти параметры должны анализироваться в ходе формирования модели и требуют учета серии различных факторов. К естественным факторам можно отнести:

- пространственное положение интервала пласта, его литологию и фильтрационно-емкостные свойства (пористость, водонасыщенность, проницаемость), положение флюидоконтактов (ГНК, ВНК, ГВК);
- естественные горные напряжения и их распределение в массиве горных пород;
- физико-механические свойства пород (упругие параметры – модуль Юнга, коэффициент Пуассона);
- пластовое давление и температуру.

Эти три вида данных позволяют создать фильтрационно-емкостной каркас резервуара, на основе которого возможно построение стохастической модели с формированием ячеистой матрицы петрофизической неоднородности пласта-коллектора. Дальнейшее использование этой информации позволяет провести оценку запасов углеводородного сырья по коллекторам различного качества для анализа рентабельности разработки залежей нефти и газа и обеспечивает возможность корректного перевода статической геологической модели в гидродинамическую.

Мы можем определить коллектор как породу, имеющую пористость и проницаемость, которая содержит значительное количество извлекаемых углеводородов.

Порода – неколлектор имеет очень низкую пористость, проницаемость и низкое или нулевое насыщение углеводородами (УВ). Основным фактором, контролирующим эти параметры, – литологический состав горных пород. Например, глины часто содержат УВ с высоким насыщением, но их эффективная пористость и проницаемость слишком мала, чтобы извлечь эти УВ. Глины рассматриваются как породы – неколлекторы. В противоположность глинам – высокопористые и высокопроницаемые песчаники, содержащие УВ, являются отличными коллекторами.

Чтобы рассчитать объем УВ, содержащихся в коллекторе, необходимо знать объем пластов, содержащих УВ, пористость и насыщение каждого пласта. На практике каждый резервуар представляет собой некоторое число зон, каждая из которых имеет свою толщину, площадное распространение, пористость и насыщенность.

Объем потенциального коллектора в каждой зоне зависит от площади его распространения A и мощности коллектора. Информацию о площади дренажа (A) обычно дает сейсморазведка. Информацию о мощности продуктивного интервала (h) дает ГИС. Общий объем пласта равен

$$V = A \cdot h.$$

Основной объем занимает минеральный скелет, и намного меньший – поровое пространство между минералами. Коэффициент пористости – это отношение объема пор к объему породы, и выражается в долях единицы или процентах

$$\varphi = \frac{V_{пор}}{V_{породы}},$$

$V_{пор}$ – объем пор; $V_{породы}$ – объем, занимаемый породой.

Известно, что поровое пространство заполнено водой, нефтью или газом. Доля воды обычно обозначается S_w , доля нефти S_o , доля газа – S_g . Соответственно, доля УВ в порах будет равна $(1-S_w)$. Таким образом, объем углеводородов может быть вычислен из формулы:

$$V_{ис} = A \cdot h \cdot \varphi \cdot (1 - S_w).$$

Определение этого объема – это основная задача геологов и петрофизиков. На более поздних стадиях изучается проницаемость в различных типах коллектора, однако главная цель – оценить первоначальное количество УВ. Все данные в формуле (1), кроме площади дренажа, находятся по результатам ГИС и исследований керна, и если правильно интерпретировать данные, т.е. определить пористость, водонасыщенность, толщину продуктивного пласта, мы можем вычислить объем УВ, залегающих в пласте. Для вычисления запасов вводят пересчетные коэффициенты, которые позволяют пересчитывать объем УВ в недрах на объем в стандартных условиях на поверхности (коэффициенты C_1 и C_2):

Запасы газа

$$V_g = C_2 \cdot \varphi(1 - S_w) \cdot h \cdot A.$$

Запасы нефти

$$V_o = C_1 \cdot \varphi(1 - S_w) \cdot h \cdot A.$$

Необходимо помнить, что ошибки в измерениях пористости и водонасыщенности ведут к ошибочному результату в подсчете запасов, который может очень сильно отличаться от истинного. Обычно ошибка определения площади низкая, так как сей-

смическая съемка в настоящее время проводится с большой точностью. Гораздо большей величиной ошибки характеризуется петрофизические измерения. К ним относятся результаты измерений керна, результаты измерения физического поля в скважине и ошибки интерпретации. Скважины, пересекающие коллектор, расположены довольно редко, и информация, получаемая в них не представительна по площади. Чем больше скважин на площади, тем меньше вероятные ошибки подобного рода. Однако на ранней стадии изучения месторождения количество петрофизических данных недостаточно, и ошибки могут быть достаточно большими. Поэтому важно представлять, что неопределенности в знаниях петрофизических параметров влекут за собой ошибки в подсчете запасов. Табл. 1 показывает влияние 10 % вариации петрофизических параметров в ту или другую сторону на результат подсчета запасов.

Таблица 1

Параметр	Базовый случай	Вариант 1 (-10 %)	Вариант 2 (+10 %)
Площадь, м ² (809 ГА)	8094000	8094000	8094000
Толщина (м)	50	45	55
Пористость, %	15	13,5	16,5
Водонасыщенность, %	30	33	27
Объемный коэф-т пересчета	0,606	0,551	0,673
Запасы, тыс. тонн	20,04	14,08	28,17

Важнейшим вопросом при этом является достоверность данных, положенных в основу петрофизического каркаса месторождения, т. к. хорошо известно влияние изменчивости условий осадконакопления на фильтрационно-емкостную характеристику коллекторов, и в силу этого даже прямые экспериментальные определения носят статистический характер. С другой стороны, параметры, определяемые по каждому виду указанных выше исследований, характеризуют разные объемы горных пород, поэтому косвенные оценки параметров по ГИС и сейсморазведке, несмотря на развитые интерпретационные модели, должны опираться на достоверное петрофизическое обоснование по прямым определениям физических свойств. В связи с этим большое значение приобретает методология комплексного решения задачи определения базовых петрофизических параметров, рассмотрению которой посвящен настоящий курс.

1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ О ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВАХ ПОРОД

Существует два способа получения информации о горных породах и их физических свойствах:

1. Прямой – изучение керна скважин, извлекаемого в процессе бурения или специальных работ;

2. Косвенный – по физическим полям, наблюдаемым с помощью специальных приборов, – геофизические исследования скважин. Результаты интерпретации данных ГИС дают сведения о физических свойствах горных пород, которые вскрыла скважина.

Имея керн, мы можем точно судить о тех или иных физических свойствах пород в точке отбора. При наличии каротажных диаграмм мы можем судить о физическом поле, а по нему определять физические свойства горных пород намного большего объема. Эти виды информации являются взаимодополняющими, т. к. прежде, чем судить о физических свойствах горной породы по наблюдениям физических полей, необходимо тщательно изучить керн.

В результате всестороннего изучения горных пород различных типов формируется информационная база лабораторных данных, в сгруппированном виде представленная на рис. 1.



Рис. 1. Информационная база данных лабораторного исследования керна

Экономически нецелесообразно делать 100 % отбор керна по всем скважинам, поэтому об этих важнейших параметрах судят по результатам геофизических исследований (каротажа) скважин.

Под интерпретацией данных каротажа подразумевается их геологическое истолкование, например, – определение литологии пород, их глинистости, определение пористости и т. д. Конечной целью интерпретации данных является построение литологической и петрофизической моделей, по которым можно представить распределение пород и их физических свойств в пространстве. Для решения этих задач используются различные комплексы методов, зарекомендовавшие себя в тех или иных геологических условиях.

Чтобы качественно определить свойства пласта, неизмененного влиянием бурового раствора необходимо использовать методы, обладающие большой глубиной ис-

следования. В то же время существует постоянная необходимость хорошего разрешения по вертикали, чтобы выделять достаточно тонкие пласты. Каждый метод геофизики характеризуется своими параметрами, методы большей глубинности обладают низкой разрешающей способностью по вертикали, и наоборот, поэтому для решения этих двух задач всегда используется комплекс. Основой для интерпретации ГИС являются лабораторные исследования кернa, по которым эталонируются (калибруются) результаты обработки каротажа.

Бурение изменяет свойства пласта. Использование бурового раствора приводит к возникновению зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт – зоны загрязнения. На стенке скважины против проницаемого пласта образуется глинистая корка. Знание характеристик этой зоны (диаметр и свойства) по данным ГИС позволяет приблизительно оценить область загрязнения продуктивного пласта, что является важным моментом оценки петрофизических параметров.

2. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

Данные лабораторных исследований керна при построении петрофизической модели резервуара представляют собой базовый элемент, позволяющий увязать фильтрационно-емкостные параметры пород с их литолого-фациальными особенностями, характеризующими процесс осадконакопления, диа-, ката- и эпигенез пород и, соответственно, структуру порового пространства, способного накапливать и пропускать флюиды.

При отборе керна для лабораторных исследований должны соблюдаться следующие положения:

1. Отбор керна должен обеспечить равномерное распределение образцов по всему диапазону изменения коллекторских свойств пород.
2. Отобранный керн должен характеризовать свойства пород, как по разрезу скважины, так и по площади во всем диапазоне их изменения.
3. Количество образцов должно быть достаточным для характеристики всего диапазона изменения параметров отдельных литотипов.
4. Должна быть обеспечена надежная привязка керна к разрезу скважины по сопоставлению результатов определения какого-либо параметра на керне с однотипной диаграммой промыслово-геофизического метода.
5. Герметизация керна должна обеспечить надежную сохранность поровых флюидов.

Количество образцов для анализа зависит от сложности состава и строения разреза. Согласно требованиям РД [1, 2] частота отбора керна должна быть не менее 2 образцов на 1 м проходки для однородного пласта и трех – четырех – для неоднородного пласта.

Комплексное изучение одного и того же образца керна предусматривает (в соответствии с ГОСТами на проведение лабораторных исследований):

- определение литолого-минералогического состава пород (гранулометрического и минералогического состава, глинистости, карбонатности);
- определение открытой пористости, проницаемости;
- определения нефте-, газо- и водонасыщенности;
- определение геофизических параметров, необходимых для оценки связи с фильтрационно-емкостными характеристиками и интерпретации ГИС (параметр пористости, насыщенности, скорость пробега продольных волн, плотность скелета, объемная плотность, радиоактивные параметры и пр.)
- капилляриметрические исследования.

Соблюдение этих требований обеспечивает необходимую полноту сведений для последующего петрофизического анализа, интерпретации данных геофизических исследований скважин и моделирования.

Геологическая характеристика коллекторов. К настоящему времени предложен ряд классификаций коллекторов терригенного (обломочного) и карбонатного состава, однако ни одна из них не получила широкого применения. Это объясняется тем, что трудно создать универсальную классификацию коллекторов, которая отражала бы все свойства коллекторов, и представляла бы не только академический интерес, но и удовлетворяла бы запросам промышленности. Основываясь на данных о пористости и проницаемости горных пород, все известные коллекторы нефти и газа можно разделить на две большие группы: межгранулярные (поровые) и трещинные. Основное их отличие заключается в том, что емкость и фильтрационные свойства межгранулярных коллекто-

ров определяются в основном структурой порового пространства, тогда как в трещинных коллекторах фильтрация нефти и газа обусловлена главным образом трещинами.

Наиболее распространенными коллекторами среди терригенных пород являются песчаники, увеличенный вид которых представлен на рис. 2. Они состоят на 50 % из частиц величиной 0,1...1,0 мм, выделяют крупно-, средне- и мелкозернистые песчаные породы. В строении песчаных образований в основном принимают участие обломки минералов, различные по составу, что определяется различием исходного материала, поступающего из области сноса, степенью его переработки на стадиях разрушения и переноса. В результате этого происходит обогащение обломочной части минералами, устойчивыми к механическому и химическому воздействию. Это явление известно как минералогическое созревание обломочного материала. Среди породообразующих обломочных минералов существенно преобладает кварц, далее идут калиевые полевые шпаты, слюды. В составе песчаных пород так же присутствуют вторичные минералы. Среди них наиболее важное значение имеют регенерированные кварц, микроклин, каолинит. Цементирующая часть песчаных пород чаще всего представлена глинистым материалом и кальцитом. Объем пустот и их связанность в песчанике – фактор, который представляет наибольший интерес с точки зрения инженера – нефтяника. Пустоты могут быть представлены первичными порами, порами растворения, которые появились в результате выщелачивания химически неустойчивых минералов и трещинами, образовавшимися в результате статических напряжений.

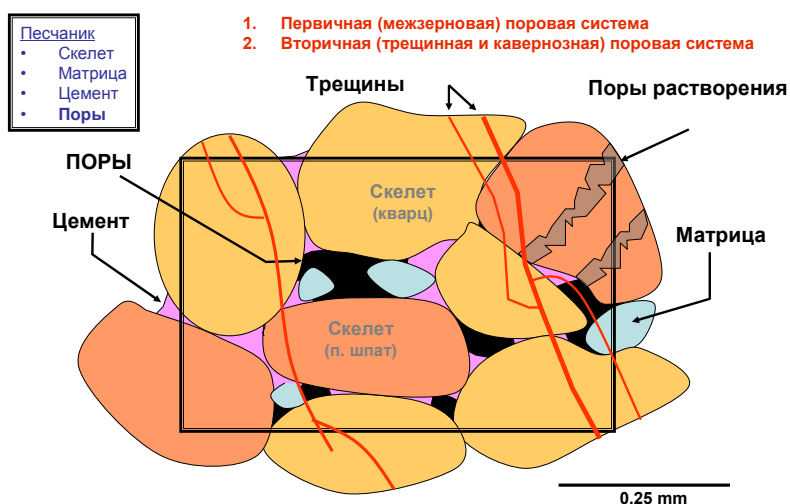
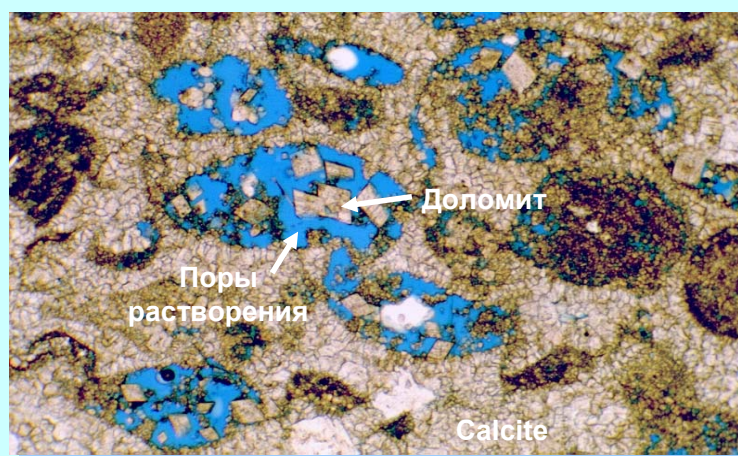


Рис. 2. Геологическая структура песчаника

Карбонатные коллекторы наряду с терригенными относятся к числу наиболее распространенных. По оценке разных авторов они составляют 15...20 % всей массы осадочных образований. Основные составные части карбонатных пород – кальцит (CaCO_3) и доломит ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). К карбонатным породам относятся такие, в которых карбонатные минералы составляют 50 % и более. При всем многообразии карбонатных пород, наиболее характерны для них известняки, доломиты, мел. Главные примеси в известняках представлены доломитом, глинистыми минералами, органическими веществами.

Окраска известняков весьма разнообразна, но преобладает серая различной интенсивности, что обычно определяется присутствием разных количеств органического вещества – чем больше последнего, тем темнее окраска. Пример карбонатной горной породы представлен на рис. 3. Пористость у карбонатов обычно низкая. Основной емкостью служат межзерновые поры, а так же каверны, микрокарстовые пустоты и стилолитовые полости, и для геофизиков первой задачей является выяснить, насколько хорошо пустоты сообщаются между собой. К особенностям карбонатных пород относится то, что они сразу подвергаются вторичным изменениям.

Пористость карбонатов



Микрофотография шлифа – плоско поляризованный свет
Smackover Formation, Alabama

Поры растворения

- Образуются благодаря растворению и разрушению ооидов (аллохимических частиц)
- Изолированные поры
- Средняя общая пористость
- Низкая эффективная пористость
- Низкая проницаемость

Поры показаны синим цветом

(Photograph by D.C. Kopaska-Merkel)

Рис. 3. Структура карбонатной горной породы

Структура межгранулярного порового пространства горных пород зависит от следующих основных факторов:

- Сортировки частиц, слагающих горную породу.
- Упаковки зерен и формы межзерновых контактов.
- Формы и окатанности зерен скелета.
- Условий осадконакопления.
- Наличия и количества глинистого материала.

При определении коллекторских свойств необходимо учитывать тип глинистого цемента. Рис. 3 наглядно показывает, как тип глин влияет на пористость и проницаемость. На верхнем левом рисунке в лабораторных условиях определен тип глины – каолинит. Пористость и проницаемость хорошие, на верхнем правом рисунке мы видим ухудшение проницаемости в два раза, а пористость осталась неизменной в этом случае в каолините присутствует примесь хлорита. В нижнем ряду изображены коллектора с плохими фильтрационно–емкостными свойствами, причем на нижнем левом рисунке глина представлена хлоритом, а на нижнем правом – иллитом. При изменении пористости на 2 %, проницаемость уменьшилась в 140 раз! При этом глинистость увеличилась на 2.5 %. Плотность, химический состав и емкость катионного обмена глин различного вида (СЕС – Cation Exchange Capacity) представлена в табл. 1.

Таблица 1

Химический и минералогический состав глин

Плотность, г/см ³	Минерал	Состав	СЕС, meq/100g
2.60...2.68	Каолинит	$Al_4[Si_4O_{10}](OH)_8$	3...15
2.60...3.30	Хлорит	$(Mg, Fe^{+2}, Fe^{+3}, Mn, Al)_{12}[(Si, Al)_8 O_{20}](OH)_{16}$	<10
2.60...2.90	Иллит	$K_{1.5-1.0}Al_4[Si_{6.5-7.0}Al_{1.5-1.0}O_{20}](OH)_4$	10...40
2.00...3.00	Смектит	$(1/2Ca, Na)_{0.7}(Al, Mg, Fe)_4[(Si, Al)_8 O_{20}](OH)_4nH_2O$	80...150
2.00...2.30	Цеолит		100...500

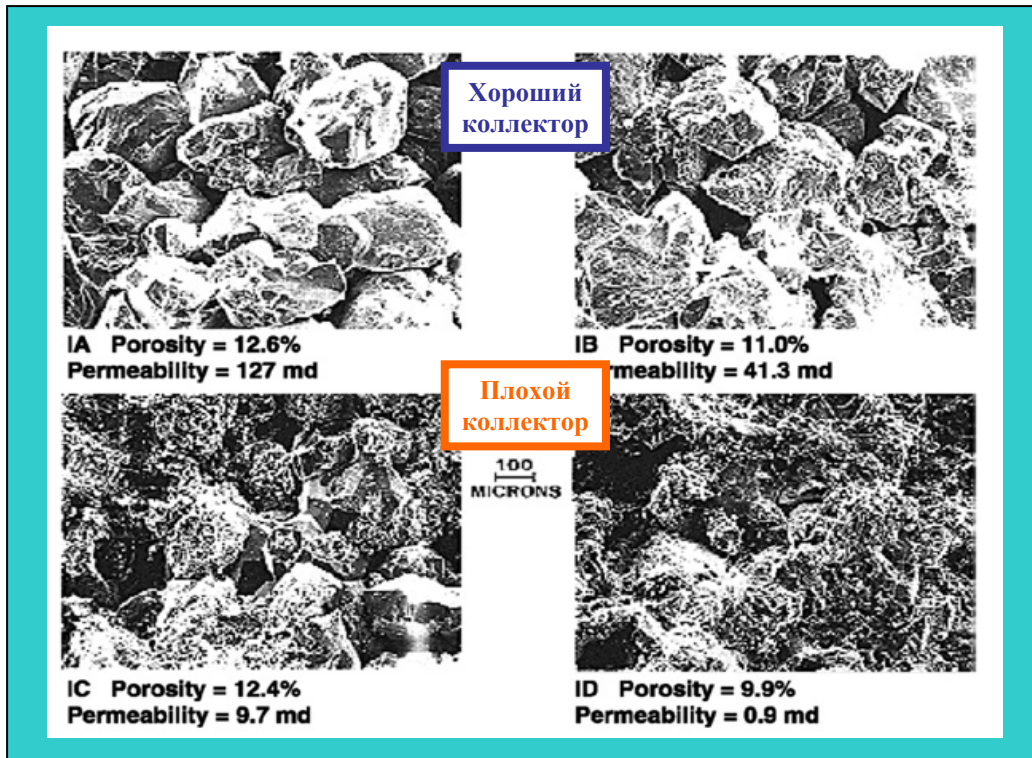


Рис. 3. Влияние глинистости на пористость и проницаемость горных пород

Распределение глины в продуктивном пласте сильно влияет на пористость. Рис. 4 иллюстрирует изменение эффективной пористости коллектора в зависимости от этого структуры распределения глинистых минералов. Наиболее благоприятное распределение структурное, обусловленное замещением минералов скелета глинистыми разностями, самое неблагоприятное для коллектора – дисперсная (рассеянная) глинистость, локализующаяся в поровом пространстве.

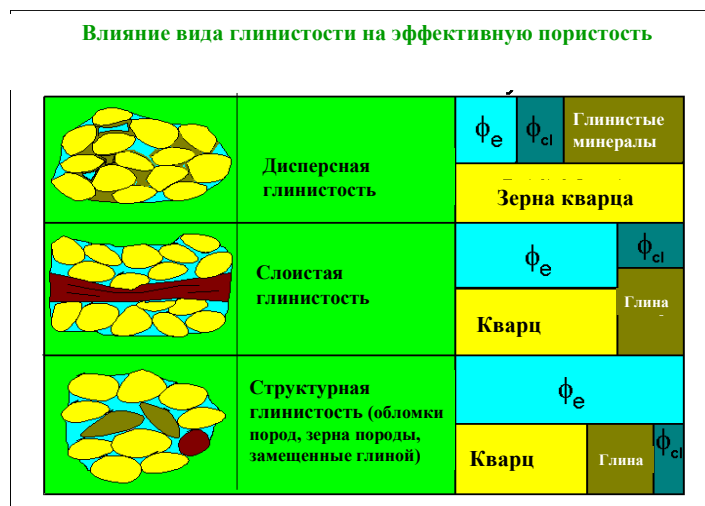


Рис. 4. Влияние типа глинистости на эффективную пористость коллектора

При проведении лабораторных исследований керна данные могут быть представлены в виде массовой, объемной или относительной глинистости.

Массовая глинистость – отношение массы глинистой фракции к полной массе жесткого скелета породы. Для определения массовой глинистости взвешивают образец, затем разрушают его до порошкообразного состояния, после чего просеивают сквозь

сетку с ячейкой 0.01 мм. Просеянную часть взвешивают повторно, находят отношение массы просеянной части к массе всего образца.

Коэффициент объемной глинистости – отношение объема глинистого материала в породе (объема глинистых частиц с прочно связанной с ним водой) ко всему объему образца, в который входят объемы скелета, глины и пустот. Именно этим понятием обычно пользуются при интерпретации ГИС. Понятием относительной глинистости так же пользуются в практике интерпретации ГИС, понимая под ней часть порового пространства, занимаемого глинистой фракцией.

Фильтрационно-емкостные свойства. Пористость. Пористость – это отношение объема пустот в пространстве к общему объему породы. Под пустотами понимаются все поры, трещины. Пористость обозначается символом ϕ и может варьировать от 0 до 1, или от 0 до 100 %, однако в расчетах всегда используются относительные единицы.

Пористость рассчитывается из соотношения:

$$\phi = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{V_{обр} - V_{скелета}}{V_{образца}} = \frac{V_{обр} - (W_{сух} / \rho_{скелета})}{V_{обр}},$$

$V_{пор}$ – поровый объем; $V_{обр}$ – объем образца; $V_{матрицы}$ – объем твердых частиц, слагающих скелет; $W_{сух}$ – общий сухой вес.

Необходимо иметь в виду, что коэффициент пористости не дает какой – либо информации о размере зерен, их распределении и их упаковке. Горные породы, имеющие одинаковую пористость, могут существенно отличаться по физическим свойствам. В качестве примера можно рассмотреть карбонатную горную породу и песчаник. Каждый из этих образцов может иметь пористость порядка 0.2, но в карбонатных породах поры обычно не связаны, а, следовательно, проницаемость будет значительно ниже, чем в песчаниках. Существуют различные виды пористости, которые используются инженерами – нефтяниками:

Общая пористость – это отношение объема пустот в пространстве к общему объему породы.

Открытая пористость – отношение объема открытых (связанных между собой) пор к общему объему пор.

Эффективная пористость – отношение объема связанного порового пространства, в котором возможно движение флюидов, к общему объему пор.

Вторичная пористость – пористость, которая является результатов вторичных преобразований.

Трещинная пористость – объем пустот в трещинах.

Первичная пористость характеризуется тремя главными микроструктурными параметрами – упаковкой зерен, их сортировкой и окатанностью. Рис. 5 иллюстрирует изменение пористости в зависимости от упаковки и размера зерен.

Однако такая неизменная порода встречается редко, чаще всего картина осложняется вторичной пористостью, которая вызвана диагенетическими процессами. Наблюдается, например, образование вторичной пористости за счет избирательного растворения минерального скелета породы пластовыми водами, или за счет явлений частичной доломитизации карбонатных пород.

Эти процессы могут как увеличивать, так и уменьшать пористость. Совершенно очевидно, что с глубиной порода уплотняется, и пористость ее уменьшается. Наличие соответствующих данных (наблюдения изменения пористости с глубиной для соседних месторождений) позволяет вести прогнозирование пористости для пластов, еще не вскрытых скважинами. Необходимо помнить, что такая зависимость характеризует лишь определенные геологические условия, и не может быть применена произвольно для других районов.

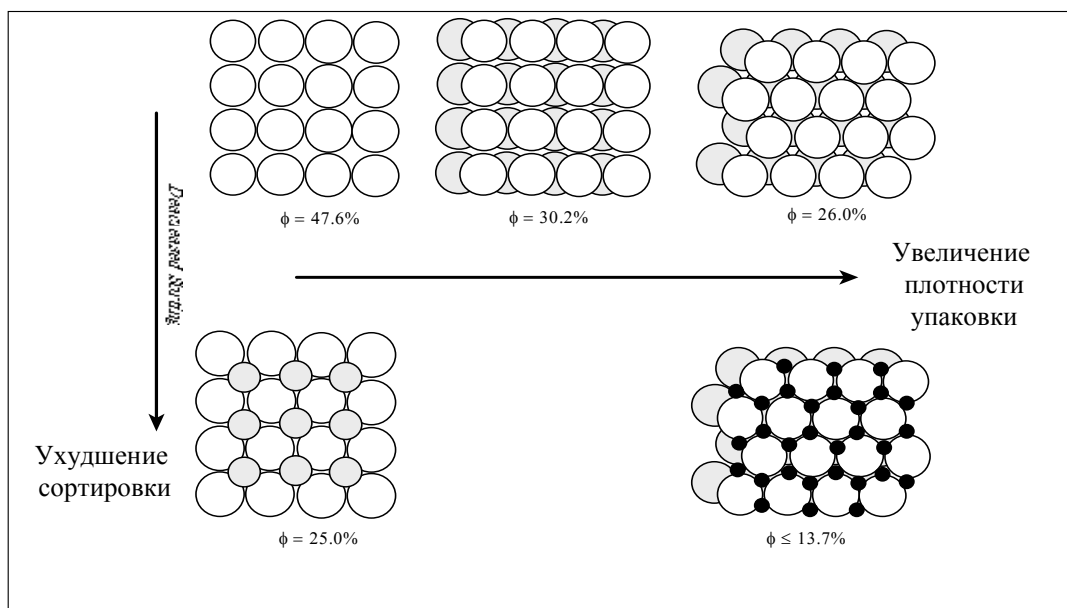


Рис. 5. Влияние сортировки и упаковки зерен скелета на пористость горных пород

Изучение закономерностей естественного уплотнения пород показывает, что коллекторские свойства песчано-глинистых пород довольно резко ухудшаются на больших глубинах. В связи с этим более перспективными для поисков нефти и газа являются бассейны, выполненные молодыми осадками, и характеризующиеся высокими значениями геотермической ступени. С другой стороны, в условиях больших глубин перспективными в отношении возможного нахождения залежей нефти и газа являются коллекторы со вторичной, трещинной и особенно трещинно-кавернозной пористостью, которая существует на больших глубинах.

Проницаемость. Под проницаемостью понимается способность породы пропускать через себя жидкость, газы и их смеси при перепаде давления. В уравнении Дарси проницаемость является коэффициентом пропорциональности между другими важнейшими параметрами. Запись уравнения Дарси приведена на рис. 6, где символом K обозначена абсолютная проницаемость пористой горной породы.

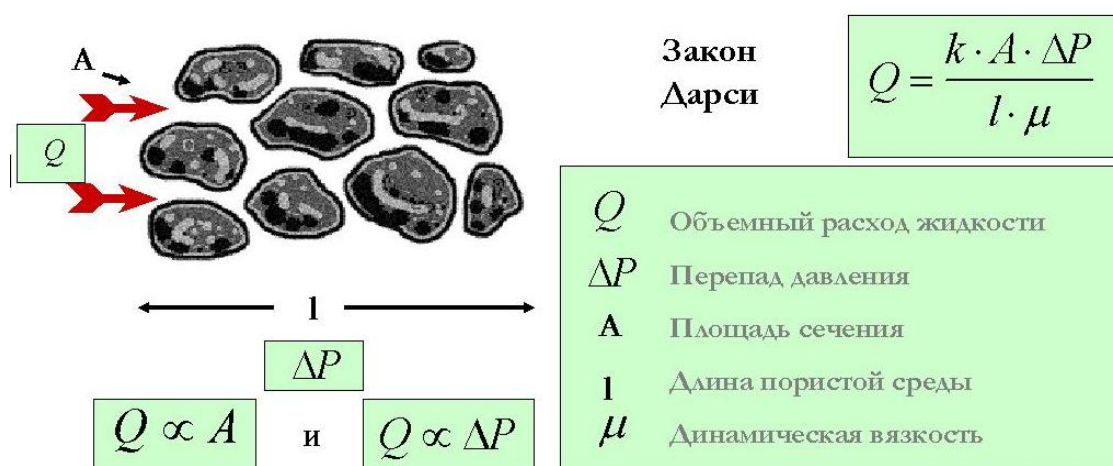


Рис. 6. Уравнение Дарси для пористой среды

Около 150 лет назад Дарси провел эксперимент на серии образцов песчаника, и нашел эту эмпирическую формулу, которая является основной для различных расчетов. В нефтяной промышленности пользуются системой СГС, в которой проницаемость

имеет размерность Дарси. Один Дарси – это проницаемость образца горной породы длиной 1 см и площадью поперечного сечения 1 см², сквозь которую течет жидкость вязкостью 1 сантипуаз, при разнице давления на краях 1 дин/см² со скоростью 1 см³/с. Для петрофизических расчетов размерность Дарси слишком большая и пользуются более дробной единицей измерения – миллидарси (мД), где 1000 мД = 1 Д. В академических исследованиях пользуются системой СИ и единицей измерения является м². Соотношения размерностей: 1 Д=0,9869×10⁻¹².

Основным фактором, влияющим на коэффициент проницаемости пород, является структура их порового пространства, характеризуемая формой и размером пор, извилистостью и удельной поверхностью каналов фильтрации. Эти параметры определяют объем фильтрующего агента, траекторию его отдельных струй и силы поверхностного взаимодействия, препятствующие фильтрации. Теоретически проницаемость может быть описана уравнением Козени Кармена

$$K = \frac{\varphi^3}{f \times S_{\phi} \times T_c^2},$$

φ – пористость образца породы (доли единицы); S_{ϕ} – удельная поверхность каналов фильтрации (в м²/м³); T_c – гидравлическая извилистость каналов фильтрации, равная отношению средней статистической длины поровых каналов L_k к длине образца породы L ; f – коэффициент, учитывающий форму сечения пор и изменяющийся для гранулярных коллекторов от 2 до 3 при наиболее частом значении 2.5.

Качественно зависимость проницаемости от пористости и структуры порового пространства зернистых пород может быть показана на примерах статистических связей. По среднестатистическим данным для многих нефтегазовых коллекторов большей пористости обычно соответствует и большая проницаемость. Зависимость проницаемости от пористости часто используется при интерпретации ГИС.

Как было показано, проницаемость зависит от многих факторов, но мы предполагали, что через горную породу течет однофазный поток. В реальности мы имеем дело с многофазными потоками, и скорости течения каждой фазы в отдельности в породе разные, и зависят как от свойств пород, так и от распределения насыщенности каждой фазы.

Если порода насыщена флюидом одной фазы, такая проницаемость называется абсолютной. Если в потоке присутствуют две или три фазы, (вода, нефть, газ), проницаемость зависит от насыщения каждой фазой, и по каждой отдельной фазе называется эффективной. Проницаемость этих фаз по отдельности всегда меньше проницаемости абсолютной.

Более часто используются понятие относительной проницаемости.

Например, если мы возьмем за базовый флюид нефть, и рассчитаем относительные проницаемости для каждого флюида в отдельности, это будет выглядеть следующим образом:

$$K_{ов} = K_{эв} / K_{ан};$$

$$K_{ог} = K_{эг} / K_{ан};$$

$$K_{он} = K_{эн} / K_{ан};$$

$K_{ов}$, $K_{ог}$, $K_{он}$ – относительные проницаемости по воде, газу, нефти; $K_{эв}$, $K_{эг}$, $K_{эн}$ – эффективные проницаемости по воде, газу, нефти; $K_{ан}$ – абсолютная проницаемость по нефти.

Эффективная, а вместе с ней и относительная проницаемость в процессе разработки месторождения непрерывно изменяются. В начале разработки, когда по порам перемещается чистая нефть, эффективная проницаемость породы наибольшая и приближается к абсолютной. В дальнейшем, с падением пластового давления ниже критического,

при котором начинает выделяться газ в виде пузырьков, эффективная проницаемость по нефти начинает уменьшаться. С появлением воды эффективная проницаемость для нефти еще более уменьшается. Чем ниже проницаемость, тем больше нефти остается в пласте и тем ниже конечный коэффициент использования запаса.

Проницаемость коллекторов от нескольких десятков до 5000 мД. В среднем проницаемость коллекторов нефтяных месторождений колеблется в пределах 200...1000 мД. Проницаемость глин составляет тысячные доли миллиарда. Совершенно очевидно, что чем больше проницаемость пластов, тем выше их производительность и ожидаемая нефтеотдача. В процессе разработки проницаемость иногда меняется (уменьшается) вследствие разбухания глин при нагнетании воды, засорения призабойной зоны нагнетаемыми водами, содержащими примеси, отложения в призабойной зоне парафина, смол и т. п.

Исследования кернов показывают, что проницаемость нефтесодержащих пород изменяется в разных направлениях. Нередко проницаемость вкрест (перпендикулярно) напластования в несколько раз меньше проницаемости по напластованию, что связано с условиями осадконакопления. Следовательно, необходимо определять проницаемость породы по напластованию и перпендикулярно ему, что имеет значение при вскрытии пласта, особенно если присутствуют пластовые воды.

Анизотропия проницаемости. Проницаемость горных пород является величиной векторной, зависящей от направления преимущественной ориентировки связанных пор. Различие величины проницаемости по разным направлениям предполагает анизотропию фильтрационных свойств, которая может и должна быть учтена при формировании петрофизической и флюидодинамической моделей. Различают вертикальную и горизонтальную (латеральную) анизотропию проницаемости.

В обычной практике анализа фильтрационно-емкостных свойств пород определяют вертикальную (по образцам, выпиленным перпендикулярно напластованию пород) и горизонтальную (по образцам, выпиленным параллельно напластованию пород) проницаемости. Соотношение этих компонентов определяет вертикальную анизотропию песчаников и является одним из важнейших параметров при построении петрофизической, а затем и флюидодинамической анизотропной модели. В отсутствие экспериментальных данных данное соотношение принимается равным 0.1. Реальное же значение может существенно отличаться от этого и, например, для пород Крапивинского месторождения по результатам статистического анализа составляет 0.5. Это означает возможность улучшенных вертикальных перетоков флюидов в процессе эксплуатации месторождения.

Явление горизонтальной анизотропии проницаемости реально существует, что подтверждено экспериментальными исследованиями образцов, выпиленных в различных азимутальных направлениях. Соотношения проницаемостей по разным направлениям достигает 1.5...5.0 [10] по песчаникам серии изученных месторождений – Вахское, Игольско-Таловое, Крапивинское, и верхний предел горизонтальной анизотропии на сегодняшний день не установлен. Для изучения этого явления необходимы петрофизические эксперименты на ориентированном в пространстве керне.

Для выявления и оценки этого явления на Крапивинском месторождении был использован комплекс методов, позволяющих осуществить определение анизотропных литологических, петрофизических (упругих, магнитных) и фильтрационных характеристик предварительно ориентированных в пространстве образцов керна продуктивного коллектора Ю₁³⁻⁴. Использование ориентированного керна позволяет жестко фиксировать любые проявления упорядоченной структуры пород (слоистость, трещиноватость, закономерная ориентировка частиц, пор и т. д.), а также связанных с ними анизотропных параметров петрофизических свойств в современной магнитной и географической системах координат для использования в современных программных продуктах моделирования месторождений нефти и газа, например, Eclipse 2000.

Пространственное ориентирование керна, предназначенного для изучения анизотропных характеристик пород, производилась палеомагнитным методом. Ориентированные образцы лидирующих литологических разностей были использованы для изготовления ориентированных шлифов (по 2 взаимно ортогональных шлифа в вертикальной и горизонтальной плоскостях) для изучения состава и условий образования пород и определения литологической анизотропии методами анализа пространственного распределения удлинений частиц, микроструктурного анализа по кварцу, определения петрофизической и фильтрационной анизотропии. По результатам измерений построены роз-диаграммы распределения оптических осей кварца, удлинений частиц и различных петрофизических параметров на полярной проекции в принятой системе координат – рис. 7, 8.

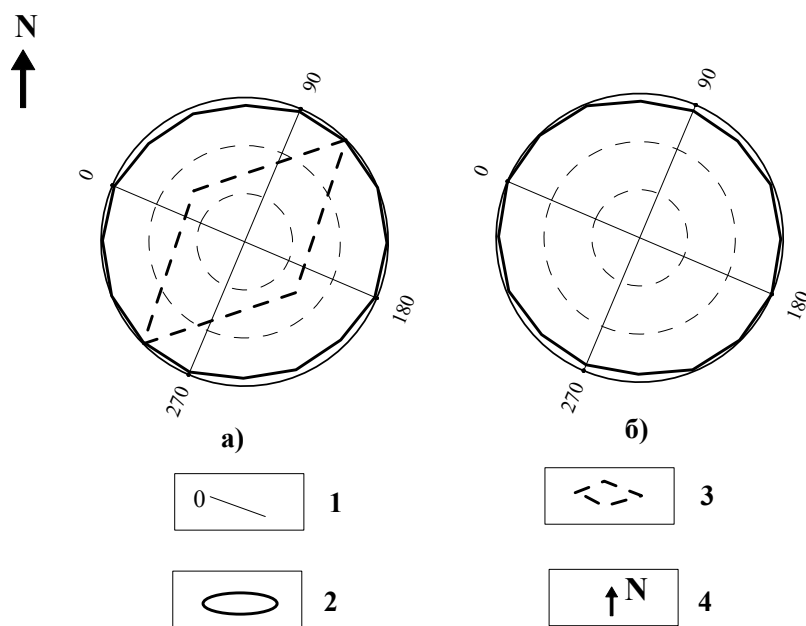


Рис. 7. Полярные проекции нормированных анизотропных определений магнитных, фильтрационных (а) и упругих свойств песчаников (обр. 12 – скв. 187).

Условные обозначения:

- 1 – система координат образца, 2 – эллипсы анизотропии магнитных и упругих свойств, 3 – анизотропия проницаемости, 4 – современная система координат

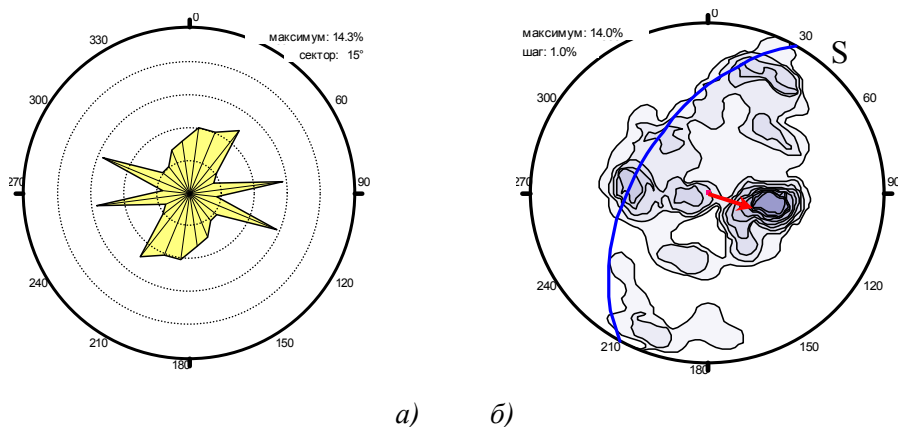


Рис. 8. Роза-диаграмма удлинений частиц (а) и полярная проекция распределения оптических осей кварца (б) песчаников Крапивинского месторождения (обр. 12 – скважина 187). S – плоскость ориентировки оптических осей, стрелкой показано направление потока

Значения коэффициента анизотропии магнитных и упругих свойств по образцам отобранной коллекции образцов в среднем составляет 10 %, достигая в некоторых случаях 20...30 %. Для магнитных параметров характерно северо-восточное, а для упругих – северо-западное направление главной оси эллипса анизотропии. В пределах коллектора Ю₁³⁻⁴ направления максимумов магнитной и упругой анизотропии разворачиваются на угол, близкий к 90°.

Исследованием экспериментальных образцов установлено, что значение проницаемости в горизонтальной плоскости (параллельно напластованию) существенно зависит от направления подготовки экспериментальных цилиндров. Для всех образцов коллекции наблюдается систематическое превышение проницаемости, определенной по цилиндрам, выпиленным в северо-восточном направлении, по сравнению с цилиндрами, выпиленными ортогонально (в северо-западном направлении). Соотношение проницаемостей по разным направлениям изменяется от 2.5 до 5, составляя для наиболее проницаемых разностей в среднем 2 – табл. 2, несмотря на то, что коэффициент пористости отличается только десятыми долями. По данным капилляриметрии установлено, что в направлении наилучшей проницаемости количество пор наибольшего радиуса может достигать в соотношения 1:6 по сравнению с ортогональным направлением.

Таблица 2

*Фильтрационно-емкостные и петрофизические свойства
обр. № 12 скв. № 187 Крапивинского месторождения углеводородов*

№ экспериментального цилиндра, ориентировка	Коллектор. свойства		Электрич. парамет	Упругие свойства, $V_p \cdot 10^3, \text{м/с}$
	Кпо, %	Кпр, мД	Рп	
1954-02// ₁ – СВ			20,2	2,82
1954-02// ₂ – СЗ	18,2	106,4	21,4	2,96

Таким образом, северо-восточная ориентировка наилучшей проницаемости в образце хорошо согласуется с направлениями предпочтительной ориентации удлинений частиц, оптических осей кварца и главной оси эллипса анизотропии магнитных свойств. Главная ось эллипса анизотропии упругих свойств направлена ортогонально. В сопоставлении с материалами капилляриметрии взаимоотношения указанных анизотропных параметров обусловлены пространственным распределением пор различного диаметра и преобладанием связанных пор наибольшего радиуса в северо-восточном направлении.

Флюидонасыщенность. Флюидонасыщенность – это часть порового пространства, занятая тем или иным флюидом. Вода, содержащаяся в порах, в зависимости от характера ее взаимодействия с твердыми частицами имеет различное состояние, и подразделяется на две основные категории – связанную и свободную. Содержание связанной воды в породах обусловлено химическими и физико-химическими процессами. Свободная вода – вода, которая может перемещаться порах.

В поровом пространстве пород – коллекторов наряду с водой может содержаться нефть и газ. При этом количественное соотношение и характер распределения воды, нефти и газа в поровом пространстве могут быть различными. Распределение нефти (газа) и воды в порах зависит от того, гидрофильна или гидрофобна порода. Гидрофильная порода – порода, смачиваемая водой, гидрофобная – несмачиваемая водой. Твердая фаза осадочных пород сложена в основном гидрофильными минералами, что обуславливает распространение в природе преимущественно гидрофильных коллекторов нефти и газа. Суммарный объем нефти, газа, воды в порах равен единице. V_w, V_o, V_g – соответственно объемы воды, нефти, газа

$$V_p = V_w + V_o + V_g;$$

$$\frac{V_w}{V_p} + \frac{V_o}{V_p} + \frac{V_g}{V_p} = S_w + S_o + S_g = 1.$$

Эффективная пористость зависит от количества связанной воды, которая в свою очередь зависит от глинистости. В чистом песчанике объем остаточной воды – функция площади поверхности зерен песчаника и, следовательно, размера зерен. В глинистом песчанике дополнительно присутствуют алеврит и глина, которые уменьшают эффективную пористость при плохой сортировке и увеличивают объем связанной воды пропорционально глинистости.

Капиллярное давление в пористых средах. Количественно капиллярное давление может быть выражено как разность давлений между двумя несмешивающимися жидкостями (нефть и вода), отделенными поверхностью раздела. Капиллярное давление можно представить как способность породы впитывать смачивающую и отталкивать несмачивающую фазы. Его величина P_c равна разности давлений в несмачивающей P_o (нефтяной пласт) и смачивающей P_w (водяной пласт) фазах:

$$P_c = P_o - P_w.$$

Из-за разности плотностей, давление для воды и нефти с глубиной будет разным, и если его измерять в скважине (рис. 9), можно определить положение водонефтяного контакта (ВНК) по пересечению линий давления. На уровне ВНК капиллярное давление P_c равно нулю.

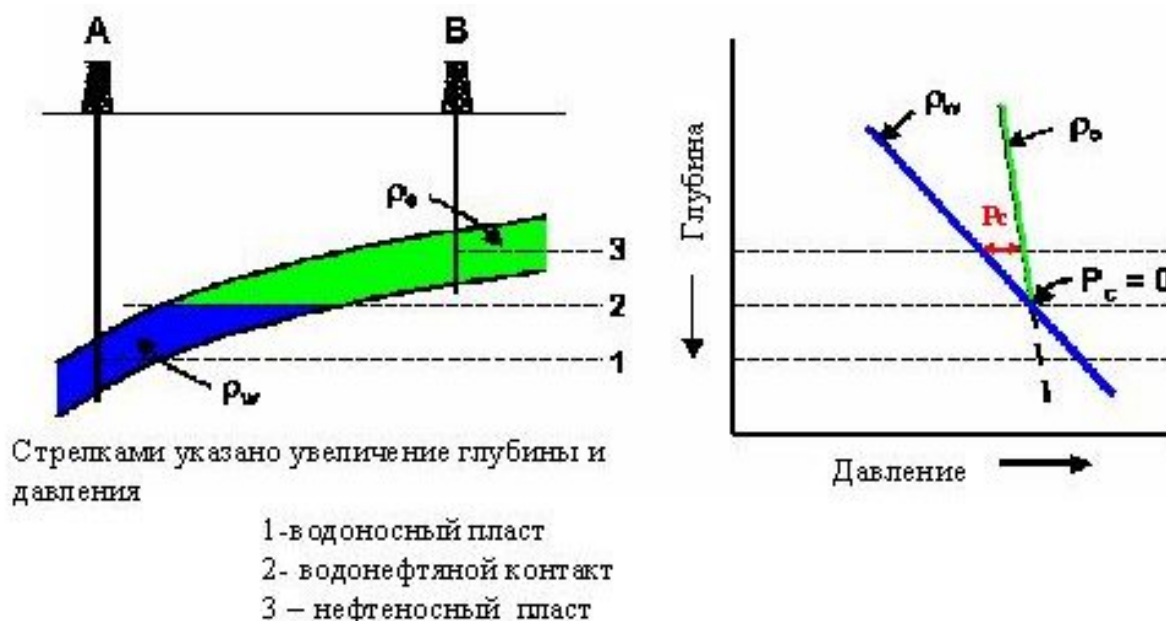
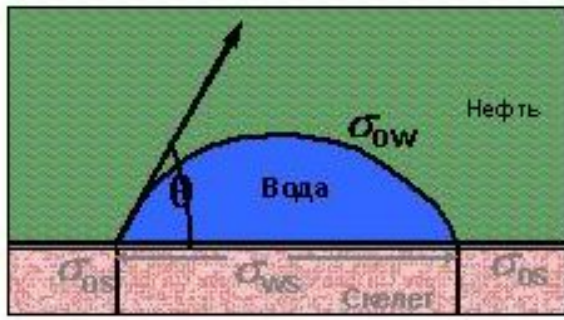


Рис. 9. Концепция капиллярного давления в коллекторе

Капиллярное давление в горных породах обусловлено следующими факторами:

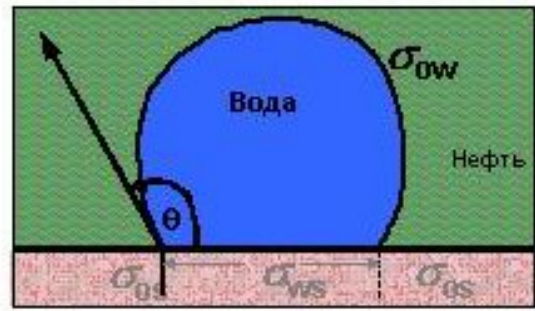
- наличием гидрофильной или гидрофобной пористой среды, пронизанной капиллярами (горные породы);
- наличием флюида (вода, нефть, газ);
- силами поверхностного натяжения между твердой фазой и флюидом (флюидами).

В зависимости от типа пород, может наблюдаться две ситуации (рис. 10):



$$0^\circ < \theta < 90^\circ$$

Гидрофильные породы



$$90^\circ < \theta < 180^\circ$$

Гидрофобные породы

Рис. 10. Форма капли воды в гидрофильных и гидрофобных породах

Вода, смачивая породу, оттесняет с поверхности нефть. Вода и нефть взаимно отталкиваются, стремясь как можно меньше соприкоснуться друг с другом, поэтому вода не может занять всю поверхность. Когда наступает состояние равновесия между силами молекулярного взаимодействия, образуется острый угол θ . В гидрофобной породе вода стремится занять возможно меньшую площадь соприкосновения как с поверхностью твердой фазы, так и с нефтью. После установления равновесия между силами поверхностного натяжения σ и отталкивания образуется тупой угол θ . Эта характеристика может быть использована для измерения смачиваемости – табл. 3.

Таблица 3

Контактные углы для различной степени смачиваемости

Контактный угол θ	Описание
Смачиваемость водой	
0	В высшей степени
0...30	Значительная
30...60	Средняя
60...90	Слабая
90 нейтральная	
Смачиваемость нефтью	
90...120	Слабая
120...150	Средняя
150...180	Значительная
180	В высшей степени

Чем больше смачиваемость водой в гидрофильном коллекторе, тем больше капиллярное давление:

$$P_c = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r},$$

P_c – капиллярное давление; σ – сила поверхностного натяжения в системе нефть – вода; θ – угол смачивания; r – радиус капилляра.

Как видно из формулы, радиус капилляра также влияет на капиллярное давление – зависимость обратно пропорциональная (рис. 11). На практике это означает, что для чистого высокопористого песчаного коллектора переходная зона будет значительно меньше, чем для низкопористого заглинизированного коллектора.

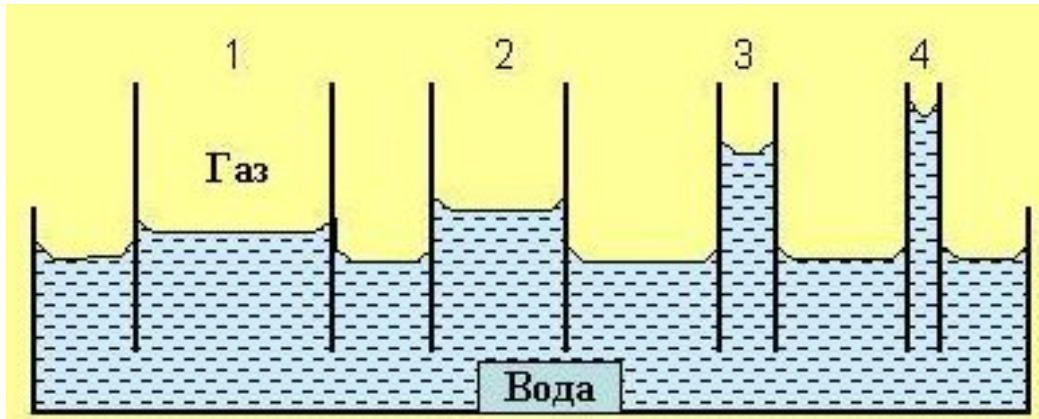


Рис. 11. Зависимость высоты подъема жидкости от радиуса капилляра

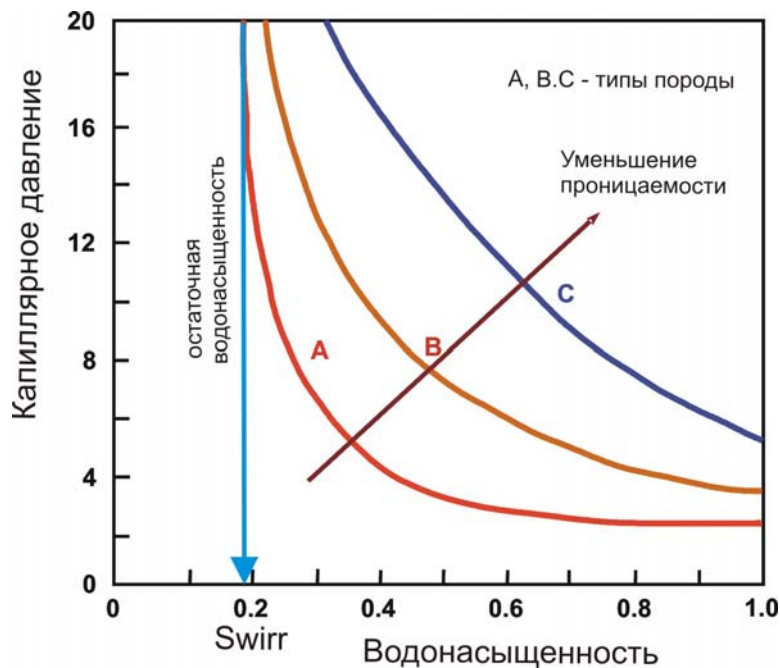


Рис. 12 Капиллярные кривые для разных типов горных пород

Измерение капиллярного давления одна из обязательных процедур при изучении керна, и из-за своей трудоемкости применяется только к очень ограниченному числу образцов. Результатом капилляриметрических измерений являются графики связи капиллярных давлений и водонасыщенности (рис. 12), анализ которых позволяет сделать вывод о качестве коллектора. Коллектор с самой высокой проницаемостью – А. Для того, чтобы добиться состояния, при котором вода не отжимается, необходимо приложить максимальное давление из трех представленных пород. Значение остаточной водонасыщенности, или (S_w irreducible) – число, по которому можно судить о качестве коллектора (рис. 12). Для породы А это значение самое низкое. Чем более проницаем коллектор, тем меньше переходная зона, которая образуется за счет капиллярных сил, следовательно, больше часть пласта, которая при разработке отдает чистую нефть. Распределение нефти и воды к пласте коллекторе показано на рис. 13. Нефть, находящаяся в порах, омывает скелет горной породы, причем между скелетом и нефтью обязательно присутствует остаточная вода, даже если коллектор является очень чистым и неглинистым. Оценить качество коллектора можно после проведения капилляриметрических исследований. При наличии большой экспериментальной базы можно выделить ограниченное число групп пород, графики капиллярных давлений для которых будут близки. Распределения по крупности зерен,

по размерам пор, проницаемости будут аналогичны внутри каждой группы, а следовательно, и способность течения жидкости. Такую группу называют «гидравлической единицей потока». При тщательном изучении зависимости лабораторных параметров от результатов ГИС, появляется возможность прогнозирования типа коллектора в интервалах скважины, не изученных керном (рис. 14), что является очень актуальной задачей.

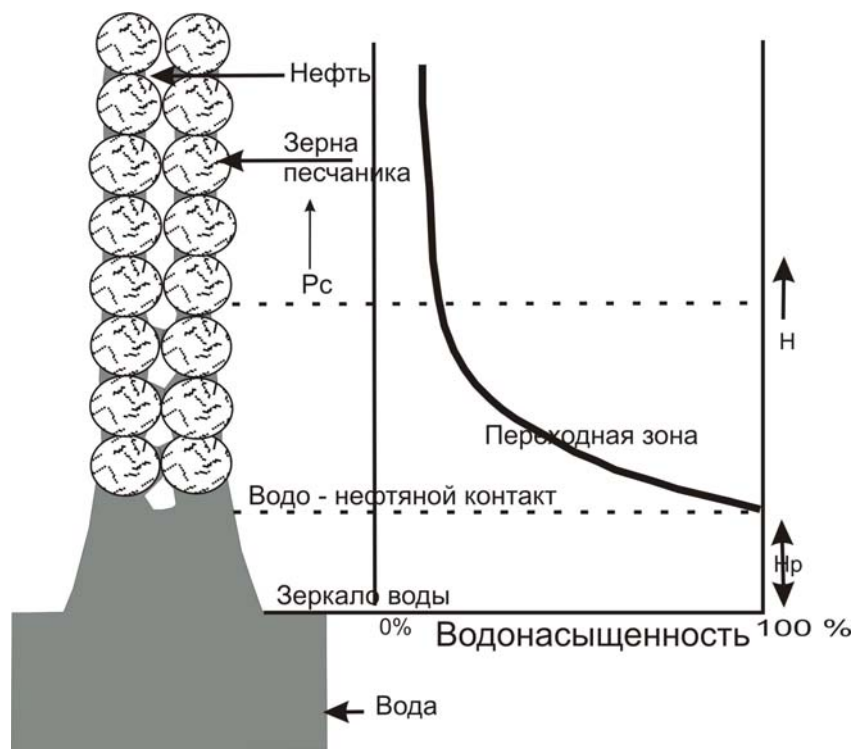


Рис. 13. Связь капиллярного давления, измеренного в лаборатории, с распределением углеводородов в залежи

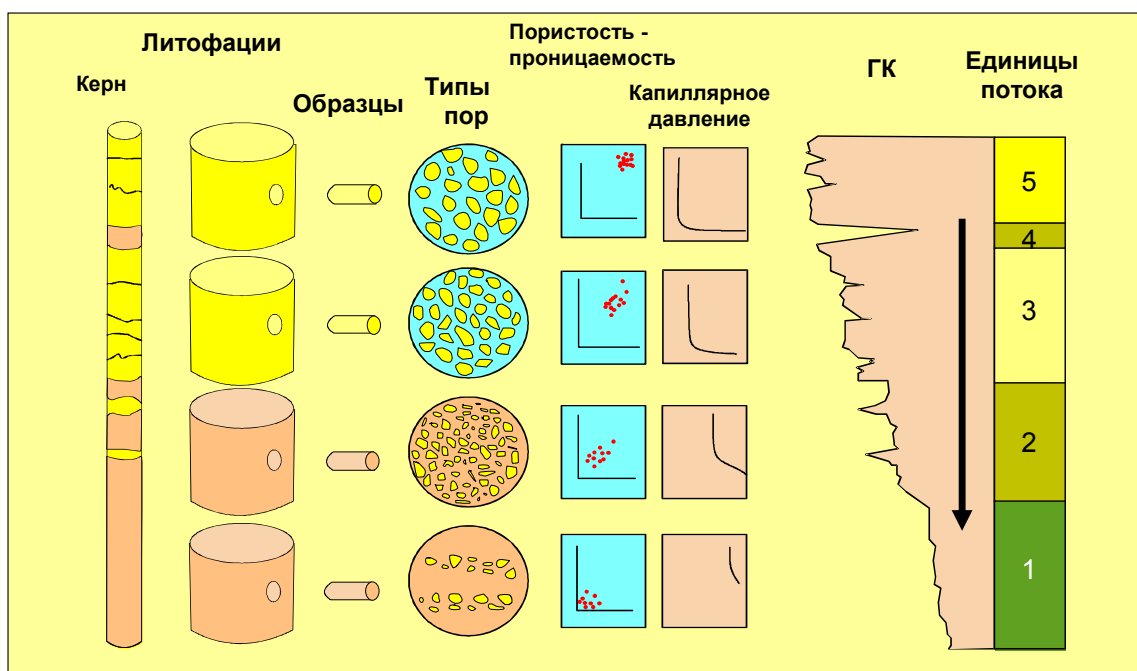


Рис. 14. Взаимодействие различных параметров пород-коллекторов и выделение гидравлических единиц потока

Физические свойства. Кроме литологической и фильтрационно–емкостной характеристики породы на образцах керна можно измерить физические свойства, которые необходимо знать, чтобы правильно интерпретировать каротажные данные. Из обширного набора физических параметров основными являются плотность, скорость распространения упругих волн, естественная радиоактивность, удельное электрическое сопротивление.

Плотность. Плотность – это физическая величина, которая для однородного вещества определяется его массой в единице объема, она обозначается буквой ρ

$$\rho = \frac{M}{V} \left(\frac{г}{см^3} \right).$$

Этот параметр необходимо знать для интерпретации плотностного (или гамма-гамма) каротажа.

Плотность породы можно найти по формуле:

$$\rho = (1 - \varphi) \rho_{ma} + \varphi \times \rho_f,$$

ρ – объемная плотность породы; φ – пористость; ρ_{ma} – плотность скелета горной породы; ρ_f – плотность флюида.

Из уравнения можно найти пористость:

$$\varphi = \frac{(\rho_{ma} - \rho)}{(\rho_{ma} - \rho_f)}.$$

Для определения пористости по данным ГИС используется уравнение 14. Но для его применения необходимо знать плотность скелета и плотность флюида (кривая σ записывается в ходе каротажных исследований).

Существуют постоянные значения плотности матрицы известняка, песчаника и доломита.

Для песчаника – 2.65 г/см³.

Для известняка – 2.71 г/см³.

Для доломита – 2.85 г/см³.

Этими константами пользуются при условии, что матрица коллектора состоит из чистых разностей представленных пород.

Скорость распространения упругих волн. Упругой волной называется процесс распространения упругих деформаций. В зависимости от типа деформации в породе возникают продольные и поперечные волны. Распространение продольной волны представляет собой перемещение зон растяжения и сжатия, при котором частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в направлении, совпадающем с направлением распространения волны. Продольные волны распространяются в любой среде – твердых телах, жидкостях и газах, так как все вещества обладают сопротивлением объемному сжатию.

Поперечные волны обусловлены деформациями сдвига в среде и присущи только твердым телам. Последнее связано с тем, что в жидкостях и газах отсутствует сопротивление сдвигу. Их распространение представляет собой перемещение зоны скольжения слоев среды относительно друг друга; частицы совершают свои колебания в плоскости перпендикулярной к направлению распространения волны. Одним из важных кинематических параметров упругих волн является скорость их распространения. Для идеально упругих изотропных горных пород скорости продольных и поперечных волн определяются по следующим формулам:

$$V_p = \sqrt{\frac{E}{\rho} \times \frac{(1-\mu)}{(1+\mu) \times (1-2\mu)}};$$

$$V_s = \sqrt{\frac{E}{\rho} \times \frac{1}{2 \times (1+\mu)}};$$

V_p – скорость распространения продольных волн в породе; V_s – скорость распространения поперечных упругих волн; E – модуль Юнга (коэффициент пропорциональности между продольным напряжением и соответствующей ему деформации); μ – коэффициент Пуассона (коэффициент поперечного сжатия).

Для горных пород величина E изменяется от 0.15×10^4 до 0.6×10^5 МПа, а коэффициент Пуассона μ близок к 0.25. После подстановки средних значений упругих констант получим $V_p/V_s \approx 1.73$. Следовательно, продольная волна, распространяющаяся ≈ 1.73 раз быстрее, достигает удаленной точки раньше.

Значения скоростей распространения упругих волн в матрице и во флюиде необходимо знать для нахождения пористости по акустическому методу. Принцип вычисления пористости по данным ГИС тот же, что и для плотностного каротажа, он вытекает из выражения:

$$\Delta t = \Delta t_f \times \varphi + \Delta t_{ma} \times (1 - \varphi),$$

отсюда

$$\varphi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}},$$

Δt – измеренное время пробега упругих волн; Δt_{ma} – скорость распространения упругих волн в матрице; Δt_f – скорость распространения упругих волн в воде.

Величина Δt_{ma} зависит от минералогического состава скелета, и для чистых разностей основных типов пород приняты усредненные значения:

Для песчаника – 170 мкс/м

Для известняка – 150 мкс/м

Для доломита – 130 мкс/м

Скорость упругих волн в горной породе является функцией многих параметров, таких как:

- 1) состав горной породы;
- 2) пористость;
- 3) размер зерен и их распределение;
- 4) тип и степень цементированности;
- 5) размер пор и их распределение;
- 6) плотность порового флюида и насыщенность;
- 7) пластовое давление;
- 8) упругие свойства каждого минерала, входящего в состав породы.

Если есть данные акустического каротажа, увязанные с пористостью по керну, необходимо точное определение скорости распространения упругих волн в скелете пород изучаемого пласта.

Скорость (интервальное время) в воде зависит от минерализации, температуры и давления, и может быть определено либо с помощью номограммы, либо по эмпирической формуле из работы [1]. Более грубая, но подходящая для практических целей константа скорости распространения волны в воде – 567 мкс/м.

Электрическое сопротивление. Свойство горных пород проводить электрический ток характеризуется их удельной электропроводностью, или величиной, обратной ей – удельным электрическим сопротивлением.

$$r = R \times \frac{A}{L},$$

r – полное электрическое сопротивление образца породы (в Ом); A и L – площадь поперечного сечения (м^2) и длина (м) образца.

Из формулы следует, что величина R измеряется в омметрах. Удельное электрическое сопротивление в 1 Омм равно полному сопротивлению в Ом цилиндра горной породы, площадью поперечного сечения 1 м^2 , и длиной 1 м (рис. 15).

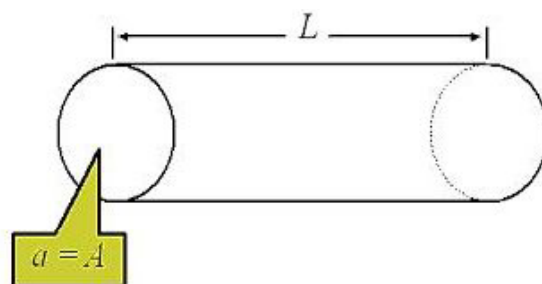


Рис. 15. Удельное сопротивление в Ом цилиндра длиной 1 м, и площадью поперечного сечения 1 м^2

Если рассматривать цилиндр, внутри которого есть поровый канал, заполненный проводящим раствором (рис. 16), то сопротивления будут следующими:

$$r_0 = R_w \times \frac{L}{a},$$

r_0 – сопротивление раствора, заполняющего канал в Ом; R_w – удельное сопротивление раствора в Ом м; R_0 – удельное сопротивление всего цилиндра, в котором есть канал, заполненный проводящей жидкостью.

$$R_0 = r_0 \times \frac{A}{L} = \frac{R_w \times \frac{L}{a} \times A}{L} = \frac{R_w}{\frac{a}{A}} = \frac{R_w}{\phi}.$$

Если усложнить задачу, и представить, что в цилиндре породы проходит извилистый канал, заполненный проводящим раствором (рис. 17), получим:

$$r_0 = R_w \cdot \frac{Le}{a},$$

$$R_0 = r_0 \cdot \frac{A}{L} = \frac{R_w \cdot \frac{Le}{a} \cdot A}{L},$$

$$R_0 = \frac{R_w \cdot \frac{Le}{L}}{\frac{a}{A}} \cdot \frac{Le}{L} = \frac{R_w \left(\frac{Le}{L} \right)^2}{\phi}.$$

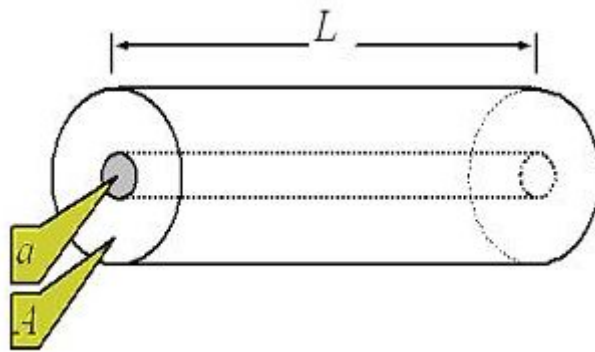


Рис. 16. Цилиндр с поровым каналом, заполненным проводящим раствором

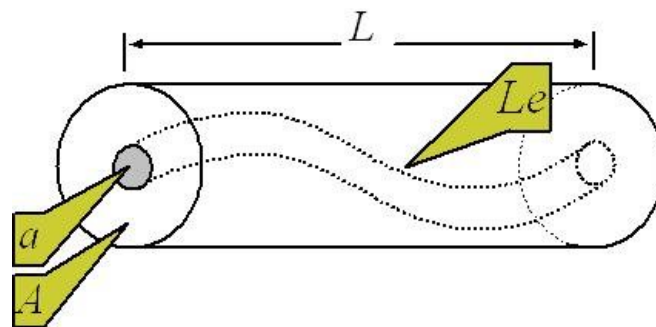


Рис. 17. Цилиндр с извилистым проводящим каналом

Электрический ток в растворах обусловлен движением диссоциированных ионов, и при повышении температуры увеличивается активность ионов. В ГИС обычно рассматриваются растворы, эквивалентные раствору NaCl, и пластовую температуру обязательно учитывают при интерпретации данных ГИС, для чего разработаны специальные номограммы.

На удельное сопротивление горной породы влияют следующие факторы:

- 1) соленость воды;
- 2) температура;
- 3) пористость;
- 4) геометрия порового пространства;
- 5) пластовое давление;
- 6) состав горной породы.

Отношение Арчи:

$$R_t = F \cdot R_w \cdot R_I.$$

Отношение Арчи устанавливает связь между удельным сопротивлением пласта (R_t) и параметром пористости (F), удельным сопротивлением воды (R_w), параметром насыщения (R_I).

Параметр пористости. Параметр пористости определяется как отношение удельного сопротивления породы, полностью насыщенной водой к удельному сопротивлению раствора, заполняющего поры.

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{R_w \left(\frac{Le}{L}\right)^2}{\varphi} = \frac{\left(\frac{Le}{L}\right)^2}{\varphi}.$$

Отношение Le/L – извилистость канала, и в чистых песчаниках квадрат этой величины приблизительно равен величине, обратной пористости. В этом случае:

$$F \approx \frac{1}{\varphi} = \frac{1}{\varphi^2} = \varphi^{-2}.$$

Удельное сопротивление породы и параметр пористости зависят от пористости, и рассмотренный выше пример является теоретическим, и в природе не встречается пор, цилиндрической формы. Для описания параметра пористости в реальной среде пользуются эмпирическим выражением:

$$F = a\varphi^{-m}.$$

Значения «а» и «m» являются уникальными для каждой горной породы, и для изучаемого пласта обязательно находятся по результатам лабораторных измерений: m – угол наклона прямой связи параметра пористости и пористости (в логарифмическом масштабе), и в зависимости от него параметр пористости для конкретной группы образцов сильно варьирует (коэффициент /индекс цементации), описывает увеличение сопротивления за счет минералов, слагающих матрицу, и препятствующих движению заряженных частиц в растворе.

В реальных горных породах этот индекс изменяется от 1 до 3. Значения между 1 и 1.4 характерны для изверженных и метаморфических трещиноватых пород. Трещины хорошо соединены и наблюдается случай, близкий к теоретической картине (рис. 27, 28). Значения между 1.4 и 2 обычно присущи чистым песчаникам. Значения между 2.0 и 2.6 типичны для карбонатов, где наблюдается большая извилистость поровых каналов, так как большинство пор в карбонатах не связаны между собой.

a – значение параметра пористости при пористости, равной 1. Физического объяснения для него нет, но изменение в зависимости от типа пород очевидно.

Параметр насыщения. Нефть и газ проводниками электрического тока не являются. Их присутствие в поровом канале будет уменьшать проводимость породы и увеличивать ее сопротивление.

Параметр насыщения определяется как отношение сопротивления горной породы полностью или частично насыщенной УВ к сопротивлению этой же породы, полностью насыщенной пластовой водой.

$$RI = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n}, \text{ или } \frac{1}{S_w^n}.$$

Параметр насыщения – это функция водонасыщенности, так же это функция поровой геометрии. Присутствие проводящих глин (смектит или смесь глин) может быть причиной занижения параметра насыщения.

Главный фактор, влияющий на степень насыщения n – это смачиваемость горной породы. Вода, разделенная на отдельные капли, не может проводить электрический ток, следовательно, будет характеризоваться более высоким сопротивлением. В результате увеличение RI дает более высокое значение степени n. Для коллектора, полностью насыщенного нефтью n = 4.

Степенной показатель n можно установить лабораторным путем.

Для определения водонасыщенности используется уравнение Арчи–Дахнова, в котором используются все параметры, рассмотренные ранее.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{F \cdot R_w}{R_t}}, \text{ или } \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}}.$$

В общем виде это уравнение записывается в форме

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\varphi^m} \cdot R_w \cdot \frac{1}{Rt}}$$

Петрофизическое обоснование интерпретации данных геофизических исследований скважин. Данный вид анализа лабораторных исследований керна необходим для получения объективных связей физических и фильтрационно-емкостных параметров пород для последующего использования при интерпретации данных ГИС.

Интерпретация данных ГИС включает в себя количественные определения параметров коллекторов (эффективных толщин, коэффициентов глинистости, пористости, водо-, нефте- и газонасыщенности, проницаемости, положения межфлюидных контактов) и их пространственного распределения. Использование различных методов для решения этих задач требует наличия априорной информации по ряду параметров скелета горной породы и корреляционных связей физических (плотности, скорости пробега упругих волн, удельного электрического сопротивления и др.) и фильтрационно-емкостных (пористость, глинистость, проницаемость) свойств, которая может быть получена только по керну.

Определение базовых констант. К базовым константам, необходимым для обеспечения количественной интерпретации ГИС, относятся в первую очередь характеристики скелета горной породы (плотность скелета, скорость или время пробега упругих волн в скелете, нейтронная пористость матрицы, нейтронная пористость глинистых пород, коэффициенты уравнения Дахнова – Арчи, позволяющие рассчитывать водонасыщенность) и пластовой воды (удельное электрическое сопротивление).

Определение параметров скелета осуществляется на основе экспериментальных данных о минералогической плотности, измерений объемной плотности, открытой пористости, скорости пробега упругих волн, карбонатности.

Прямое определение плотности скелета может быть осуществлено построением гистограммы распределения минералогической плотности, модальное значение которой дает искомый параметр, или корреляционно-регрессионным анализом связи объемная плотность – открытая пористость. Этот вид связи дает устойчивую линейную регрессию с высоким коэффициентом корреляции, а свободный член уравнения регрессии (объемная плотность при нулевой пористости) равен плотности скелета. Аналогичным путем можно определить скорость или время пробега акустических волн в скелете. Регрессионная связь скорость продольных волн – открытая пористость также дает устойчивую линейную регрессию с высоким коэффициентом корреляции, а свободный член уравнения регрессии (скорость при нулевой пористости) соответствует скорости пробега волн в скелете. Обычно это значение занижено по сравнению с измерениями в скважинах за счет пластовых условий и сжимаемости пород, что сильно чувствуется для глинистых разностей и существенно слабее для песчаников.

На рис. 18 показана гистограмма распределения минералогической плотности песчаников Крапивинского месторождения. Плотность скелета может быть определена как медианное значение закона распределения, близкого к нормальному, и составляет 2.693 г/см^3 при стандартном отклонении 0.061 и коэффициенте вариации 0.004 .

Скорость и время пробега упругих волн в скелете определяются из корреляционной зависимости открытой пористости и лабораторных акустических измерений – рис. 19.

Средняя скорость пробега в скелете песчаников составляет 5115.7 м/с или 195.5 мкс/м . Эта величина незначительно изменяется по площади месторождения и может служить постоянным параметром для оценки пористости по акустическому методу. Для глинистых пород необходимо вводить коррекцию за влияние пластовых условий, т. к. сжимаемость их значительно выше.

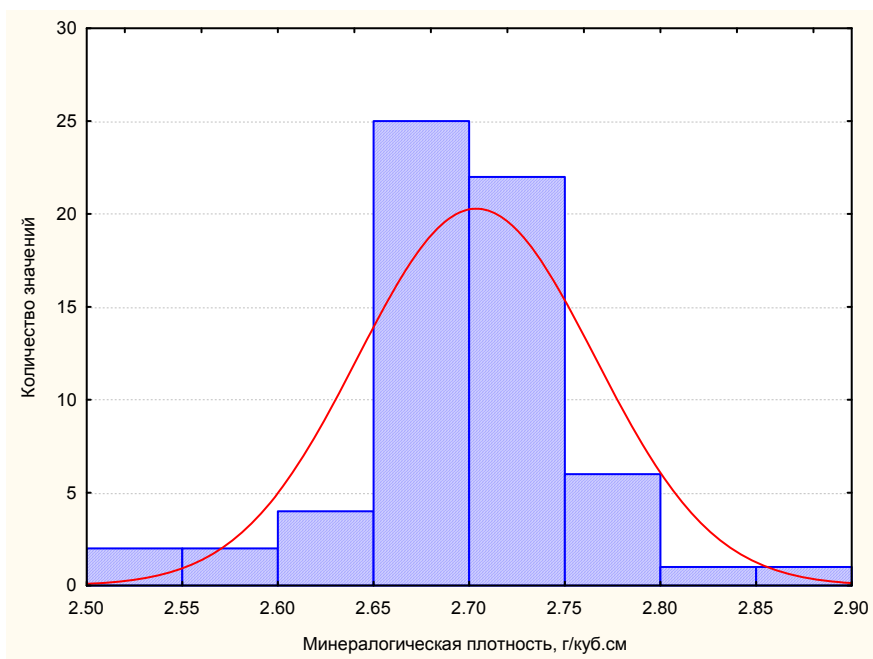


Рис. 18. Гистограмма распределения минералогической плотности песчаников Крапивинского месторождения

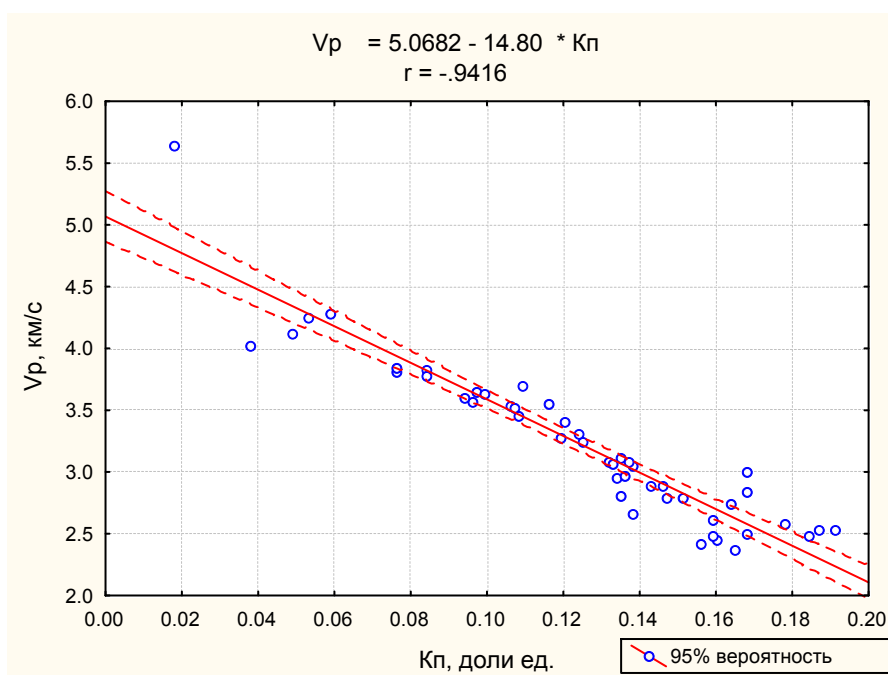


Рис. 19. Корреляционная зависимость скорости пробега продольных волн и открытой пористости песчаников Крапивинского месторождения (скв. 59)

Одной из необходимых процедур обработки данных нейтронных методов ГИС является нормализация – переход от условных единиц измерения к единицам пористости. При этом должен быть обоснован нижний предел по пористости, который выбирается по наиболее вероятному значению открытой пористости плотных карбонатизированных песчаников. Для группирования данных и определения этого параметра последовательно анализируется влияние карбонатности на пористость пород с определением нижнего предела карбонатности, существенно влияющего на пористость, а затем с помощью статистики определяется наиболее вероятное значение открытой пористости для плотных пород. Ана-

лиз поля корреляции открытой пористости и карбонатности песчаников Крапивинского месторождения (рис. 20) показывает, что процесс карбонатизации значительно снижает пористость при достаточно большой концентрации карбонатных минералов – более 5 %. При карбонатности более 17.5 % разброс пористости становится случайным. Эта область (карбонатность более 17.5 %) характеризует нижний предел пористости плотных пород. По гистограмме на рис. 21 это значение пористости составляет 0.0496 или 4.96 % при коэффициенте вариации 0.001. Стандартное отклонение остается большим и составляет ± 0.0325 за счет вероятного влияния других процессов, например, глинизации.

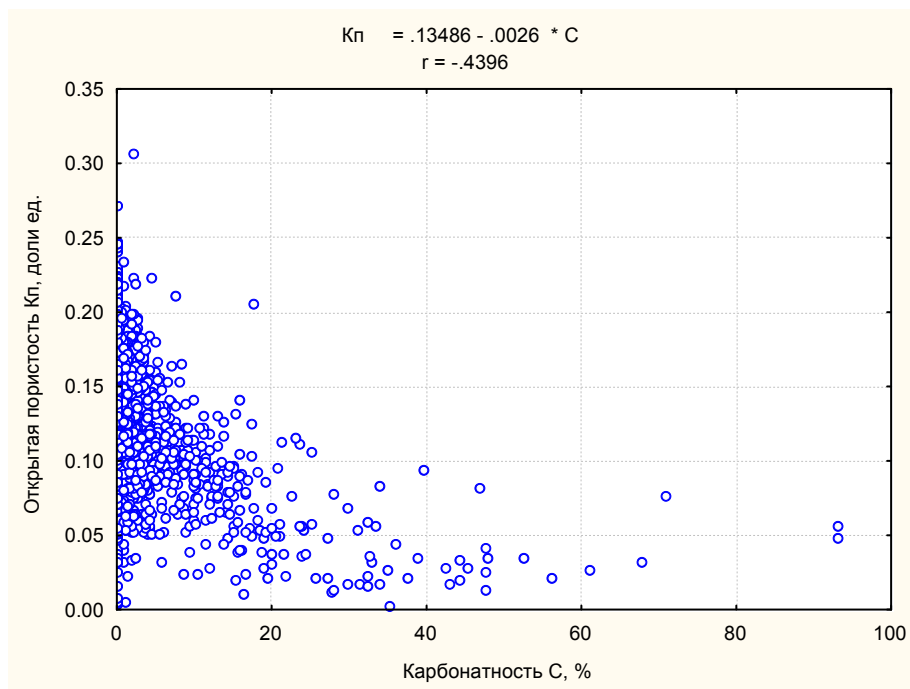


Рис. 20. Поле корреляции карбонатности и открытой пористости песчаников Крапивинского месторождения

Верхний предел по пористости для нормализации нейтронных данных определяется по глинистым породам. Понятие глинистых пород очень широкое, поэтому в качестве основных выделим компоненты, обязательно присутствующие: во-первых, в глинистых породах обязательно есть алевритовая фракция, соответствующая по составу песчаникам (т. е. составляющие минералы – кварц, полевые шпаты, обломки пород) с размером зерен менее 0.01 мм, во-вторых, обязательно присутствуют глинистые минералы, обладающие способностью содержать воду в кристаллической решетке и адсорбировать ее, в-третьих, глинистые минералы отличаются по составу и способности адсорбировать воду, в четвертых, соотношение алевритистой и глинистой фракций заранее неизвестно и должно быть определено методами литолого-минералогического анализа, включая качественный и количественный состав глинистых минералов.

Наиболее распространенными глинистыми минералами являются каолинит, хлорит и гидрослюда, монтмориллонит. В табл. 3 сконцентрированы сведения по основным характеристикам различных глинистых минералов, встречаемых в продуктивных коллекторах.

В отсутствие конкретных сведений, дающих количественное определение объемов алевритистой и глинистой фракций, содержания определенных глинистых минералов, но при заданном составе смешанных глин, можно принять соотношение алевритов и глин равным 50 %. Тогда влияние глинистой фракции, допустим, представленной смешанными каолинит-гидрослюда-монтмориллонит глинами на показания нейтронного метода определится как произведение $0.5 * 0.337 = 0.1685$. Влияние алевритистой фракции, ана-

логичной по составу песчаникам, можно оценить по величине остаточной водонасыщенности песчаников с минимальной глинистостью (обычно для них открытая пористость более 20 %). На рис. 22 показана гистограмма остаточной водонасыщенности безглинистых песчаников Крапивинского месторождения (пористость более 20 %). Среднее значение S_{wi} составляет 0.286 при стандартном отклонении 0.059, следовательно, для приближенной оценки вклада скелета (за счет капиллярно связанной воды) в показания нейтронных методов можно принять произведение $0.286 * 0.5 = 0.143$. Суммарный вклад глинистых пород оценивается в этом случае как сумма $0.1685 + 0.143 = 0.308$. Отсюда следует, что нормализация показаний нейтронного метода для пород Крапивинского месторождения должна осуществляться в следующих пределах по нейтронной пористости: плотные карбонатизированные песчаники $K_p = 5\%$, глинистые породы – $K_p = 31\%$. Следует отметить, что часто верхний предел про K_p для нейтронных методов принимают равным 40 %. Это может быть справедливо для применения при нормализации показаний НК против крупных каверн, но при использовании схемы опорных пластов значения предельных показаний должны быть обоснованы по керну.

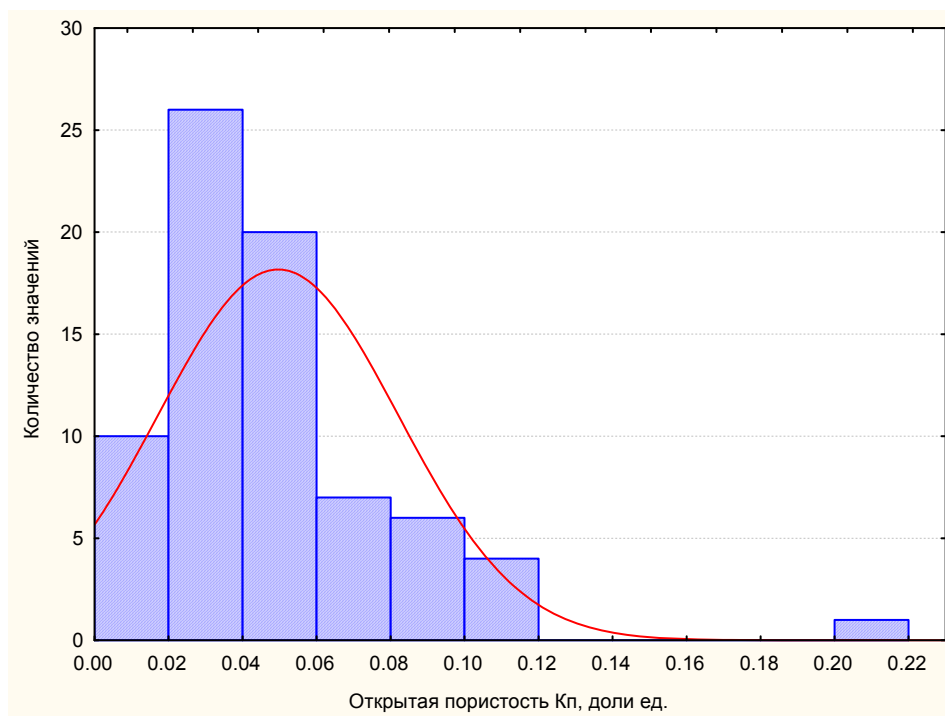


Рис. 21. Гистограмма открытой пористости плотных карбонатизированных песчаников Крапивинского месторождения (карбонатность более 17.5 %)

Таблица 3

Глинистые минералы и некоторые их характеристики
(без содержания гигроскопической воды) [17].

Минерал	Плотность, г/см ³	Массовое содержание химически связанной воды, %	Эквивалентная объемная влажность, %
Каолинит	2.62	14	36.6
Гидрослюда	2.81	6.6	18.6
Серицит	2.76	4.5	12.4
Глауконит	2.50	8.3	20.7

Минерал	Плотность, г/см ³	Массовое содержание химически связанной воды, %	Эквивалентная объемная влажность, %
Монтмориллонит	2.50	16.9	42.2
Хлорит	2.72	13	35
Смешанные глины, ряд гидрослюда-монтмориллонит	2.64	6.1	16.2
Смешанные глины, ряд каолинит-монтмориллонит	2.60	13.6	35.4
Смешанные глины, ряд каолинит-гидрослюда-монтмориллонит	2.63	12.8	33.7

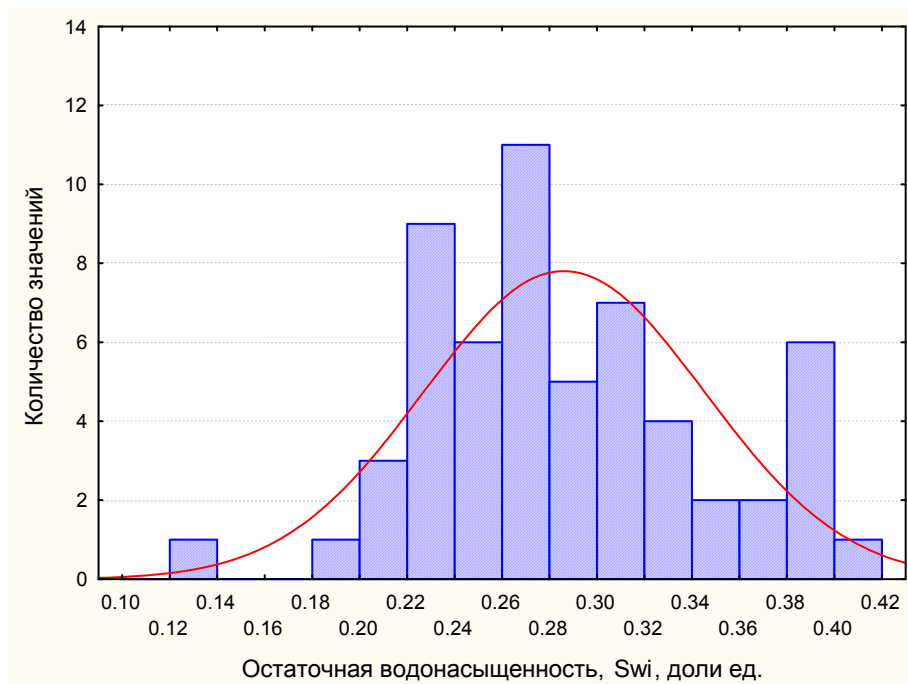


Рис. 22. Гистограмма распределения остаточной водонасыщенности чистых песчаников Крапивинского месторождения ($K_n > 0.2$)

Для определения водонасыщенности пород при интерпретации данных ГИС широко используется уравнение Дахнова – Арчи, представляемое в виде [13–16]:

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\varphi^m R_t} \right)^{1/n},$$

где a , m , n – постоянные коэффициенты, зависящие от типа горной породы, R_w – удельное электрическое сопротивление пластовой воды, R_t – удельное электрическое сопротивление пласта, K_n – коэффициент пористости, S_w – водонасыщенность.

Коэффициенты a , m , n определяются по данным лабораторной петрофизики – измерению параметра пористости F и параметра насыщенности RI . Эти величины определяются в лабораторных условиях по различным соотношениям сопротивлений:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = a \varphi^{-m};$$

$$RI = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n},$$

где R_w – удельное электрическое сопротивление пластовой воды, R_t – удельное электрическое сопротивление пласта, содержащего флюид, R_o – удельное электрическое сопротивление породы, на 100 % насыщенной пластовой водой.

Корреляционно-регрессионный нелинейный (обычно логарифмический) анализ связей $F = f(\phi)$ и $RI = f(S_w)$ позволяет оценить значения констант a , m , n – рис. 23, 24.

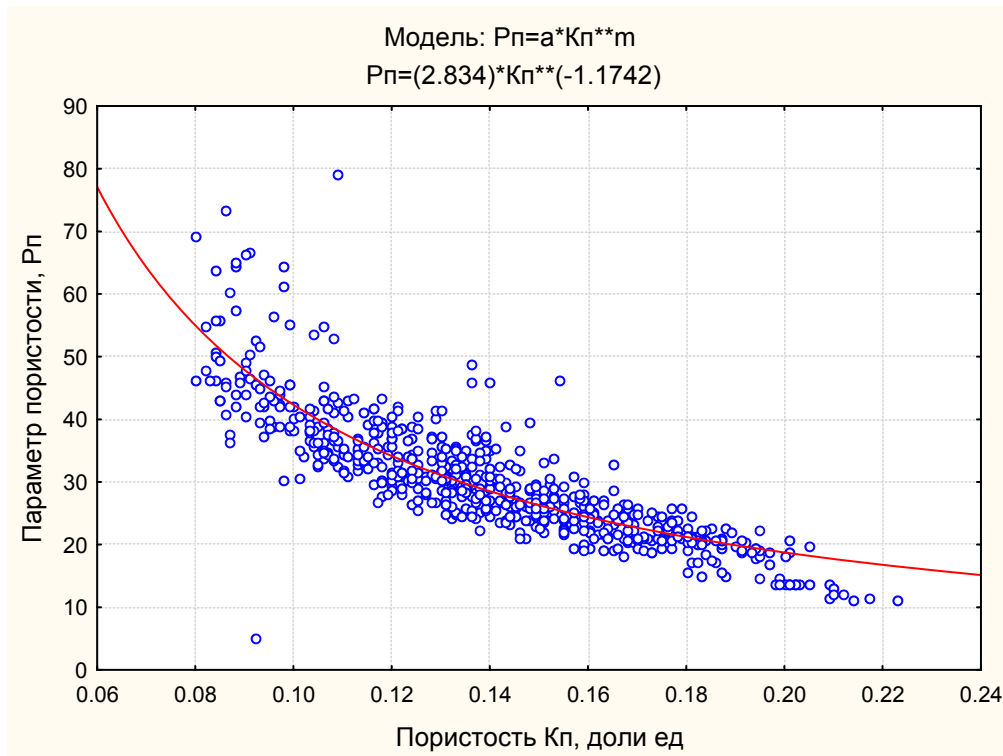


Рис. 23. Определение значения констант a , m уравнения Дахнова – Арчи методом нелинейного корреляционно-регрессионного анализа для коллекторов Крапивинского месторождения

Естественным остается требование к правилам исходного группирования данных для анализа. Недопустимым является смещение данных по различным литологическим группам горных пород. Это приводит к значительным ошибкам в определении расчетных параметров. Как видно из рис. 17 значение $a = 2.834$, $m = -1.17$ для песчаников Крапивинского месторождения, и они значительно отличаются от констант Арчи ($a = 1$, $m = 2$) и Гамбла ($a = 0.62$, $m = 2.15$), которые обычно закладываются по умолчанию в пакетах обрабатывающих программ ГИС (Petro View, Elan Plus и др.)

Вышесказанное полностью относится и к рис. 24, где определена константа n . Она равна 1.986 в отличие от константы Арчи ($n = 2$), которая закладывается по умолчанию при обработке ГИС. Влияние этих коэффициентов может значительно сказаться на реальных прогнозах коэффициентов водо-, нефте- и газонасыщенности.

Корреляционный анализ связей «керна-ГИС». Данный вид анализа проводится с целью установления аналитических формул для определения различных фильтрационно-емкостных параметров коллекторов непосредственно по данным ГИС. Сразу следует отметить, что опыт исследований такого типа по различным нефтегазоносным провинциям показал отсутствие универсальных эмпирических связей между величинами пористости, водонасыщенности, проницаемости и показаниями различных методов

ГИС, хотя в отдельных случаях достигаются весьма неплохие результаты. Даже в пределах одного, казалось бы однородного по условиям формирования месторождения, формы связи и коэффициенты уравнений варьируют в достаточно широких пределах. Тем не менее, общим требованием регламентных документов [1] остается обязательным пункт, связанный с прямым анализом соотношений показаний ГИС и определений по керну (обязательные петрофизические связи) с получением соответствующих уравнений вида:

1. Коэффициент общей (открытой) пористости
 - интервальное время пробега упругих волн;
 - объемная плотность;
 - удельное электрическое сопротивление;
 - диффузионно-адсорбционный потенциал.
2. Глинистость (весовая, объемная, относительная)
 - относительная амплитуда поля ПС;
 - относительные показания радиоактивности ГК.
3. Проницаемость
 - общая (открытая) пористость.

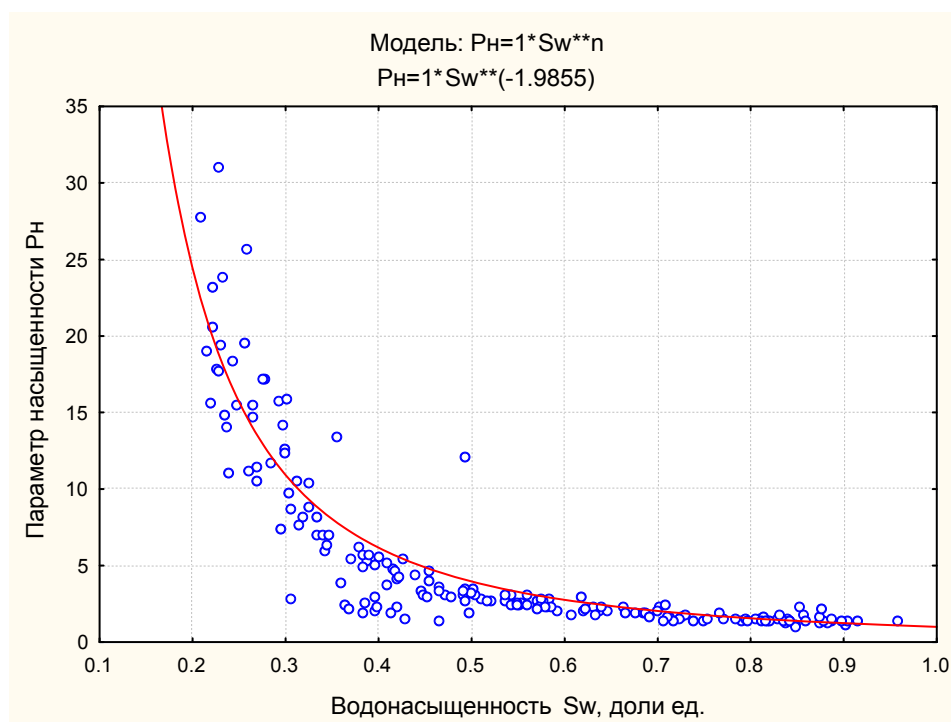


Рис. 24. Определение значения константы n уравнения Дахнова – Арчи методом нелинейного корреляционно-регрессионного анализа для коллекторов Крапивинского месторождения

Удовлетворительные формы связи достигаются в рамках систем пористость – объемная плотность (данные гамма-гамма плотностного каротажа), пористость – интервальное время пробега продольных упругих волн (данные акустического каротажа), глинистость – относительная амплитуда поля ПС (картаж СП), глинистость – относительные показания радиоактивности (гамма картаж) при условии хорошей увязки керна и каротажа.

Большинство петрофизиков анализирует связи метода полей самопроизвольной поляризации (метод ПС) и фильтрационно-емкостных параметров в силу сложившейся порочной практики ограничения комплекса ГИС, когда необходимые материалы просто отсутствуют (не были проведены ГИС методами плотностного, акустического

и т. д. каротажей) или отбор кернa проведен без обеспечения необходимым комплексом ГИС – далее возможны варианты, которых не счесть и с которыми мы сталкиваемся в практике ежедневно.

Хотелось бы отметить один вид связей, который на наш взгляд обязателен. Это связь данных ГИС и объемной глинистости. Данные по объемной глинистости участвуют во всех процедурах коррекции пористости по различным методам ГИС (плотностной, акустической, нейтронный каротажи), определении водонасыщенности по электрическим методам, характеристике типа коллектора и т. д. Важно знать и качественную (состав глинистой фракции) и количественную (объемные соотношения различных типов глинистых минералов и алевритистой фракции) характеристику пород – не надо объяснять почему.

Реально можно оценить только объемные соотношения – коэффициент глинистости – относительная амплитуда поля ПС (α -ПС), глинистость – относительные показания радиоактивности (Гк). В рамках работ по изучению Крапивинского месторождения данный вид связи был изучен и получены результаты, представленные на рис. 25–27 [9].

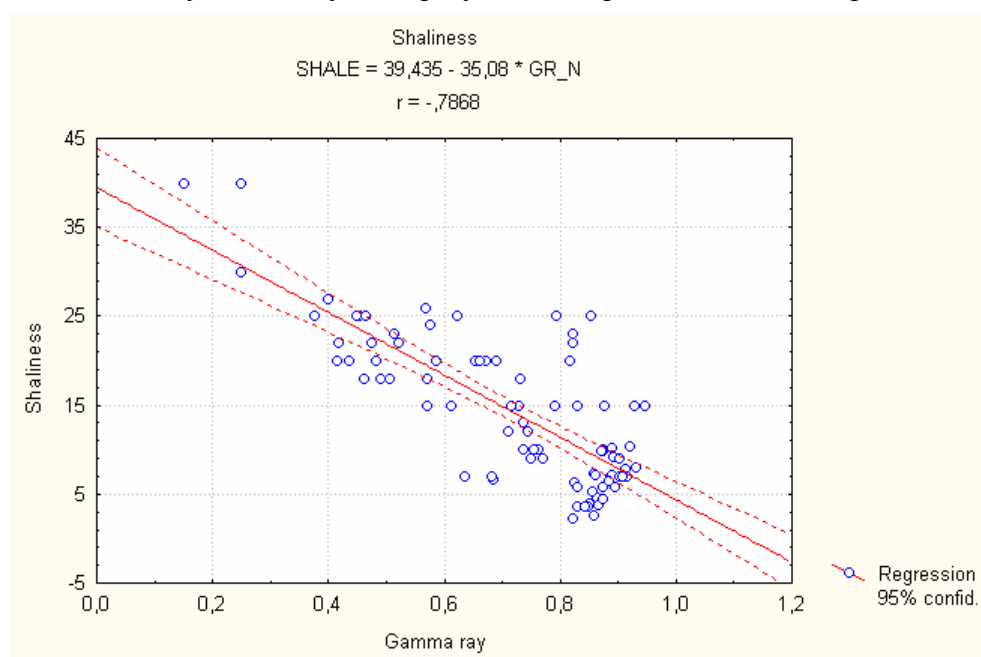


Рис. 25. Корреляционная зависимость между глинистостью по керну и объемной глинистостью по ГК

Из рис. 25–27 следует, что ни один из рекомендуемых в литературе [18,19] методов не дает достаточно надежного обеспечения определения глинистости непосредственно из данных ГИС. Это естественно, т. к. в первом методе (ПС) не учитывается качественный состав глинистых минералов, имеющих различную емкость катионно-анионного обмена, а во втором методе (ГК) не учитывается радиоактивность матрицы – искажения, связанные с присутствием радиоактивных минералов в алевритовой фракции пород. Наилучшим образом характеризуется определение глинистости пород по комбинационным данным, которое характеризуется эллиптическим уравнением связи и дает наименьшую погрешность – на уровне 3...4 % объемной глинистости. Этот предел, видимо, наиболее реален для практических оценок объемной глинистости.

Физические свойства пластовых флюидов. Из всего набора вариантов пластовых флюидов для целей петрофизической интерпретации наибольшее значение имеет удельное электрическое сопротивление пластовой воды R_w , участвующее в формуле Дахнова – Арчи для вычисления водонасыщенности горных пород [11, 21].

Для точного определения R_w существует две методики:

- 1 – по химическому составу природных вод коллекторов;
- 2 – по данным метода ПС.

В настоящем разделе остановимся на первом методе определения R_w . Он состоит в определении ρ_w при известной температуре пласта по экспериментально определенным концентрациям различных анионов и катионов природных растворов в пересчете на концентрацию солей поваренной соли NaCl.

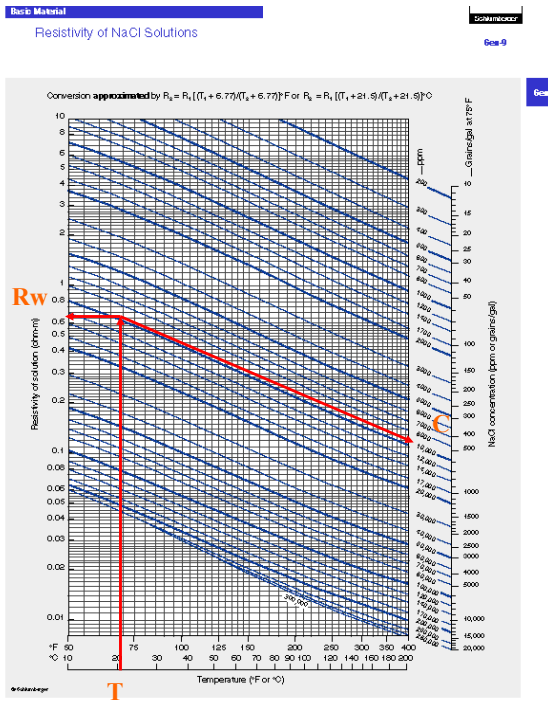
Если известен химический состав природных вод, то суммарная концентрация различных солей может быть конвертирована к эквивалентному содержанию NaCl с помощью номограммы для коэффициентов преобразования концентраций – рис. 28.



1. Имея данные по концентрациям ионов, – вычислить суммарную концентрацию ионов различных солей
1. Отложить на номограмме полученную суммарную концентрацию и определить весовые коэффициенты пересчета по каждому виду ионов
2. Вычислить средневзвешенную суммарную концентрацию с учетом весовых коэффициентов
3. Полученный результат – соленость пластовой воды в пересчете на NaCl

Рис. 28. Схема пересчета концентраций солей в эквивалентное содержание NaCl

После пересчета на эквивалентное содержание соли NaCl для заданной температуры пласта можно вычислить удельное электрическое сопротивление, используя уравнение преобразования или соответствующую номограмму – рис. 29.



Оценка сопротивления пластовых вод по химическому составу

Зная температуру T , при которой определен химический состав вод и общую концентрацию солей C , по номограмме определяем сопротивление пластовых вод R_w

Рис. 29. Определение сопротивления пластовых вод R_w по концентрации солей NaCl

3. МЕТОДЫ КАРОТАЖА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УСЛОВИЯХ ВСКРЫТИЯ СКВАЖИНОЙ ПЛАСТА

К числу методов, дающих информацию о техническом состоянии ствола необсаженной скважины, относятся инклинометрия, кавернометрия, термометрия и резистивиметрия. Эта группа методов позволяет оценить условия вскрытия скважиной пластов различного литологического состава, имеет самостоятельное значение для правильного определения пластопересечений, выделения коллекторов, оценки фильтрационно-емкостных свойств.

Инклинометрия проводится для измерения искривления скважин в пространстве. Эти данные необходимы для контроля сохранения заданного направления оси скважины при наклонно-направленной бурении, определения истинного положения и глубины залегания элементов разреза скважины (пласта, забоя и т. д.).

Регистрация зенитного и азимутального углов отклонения скважины может производиться дискретно (в отдельных точках) или непрерывно. В результате истинное положение ствола скважины становится известным.

Очень важным является тот факт, что с учетом данных инклинометрии можно от понятия измеренной глубины (MD) по стволу скважины перейти к правильным вертикальным глубинам (TVD), абсолютным отметкам (TVDSS) и истинным толщинам пластов (TVT) – рис. 30.

Отклонение скважины и толщина слоя

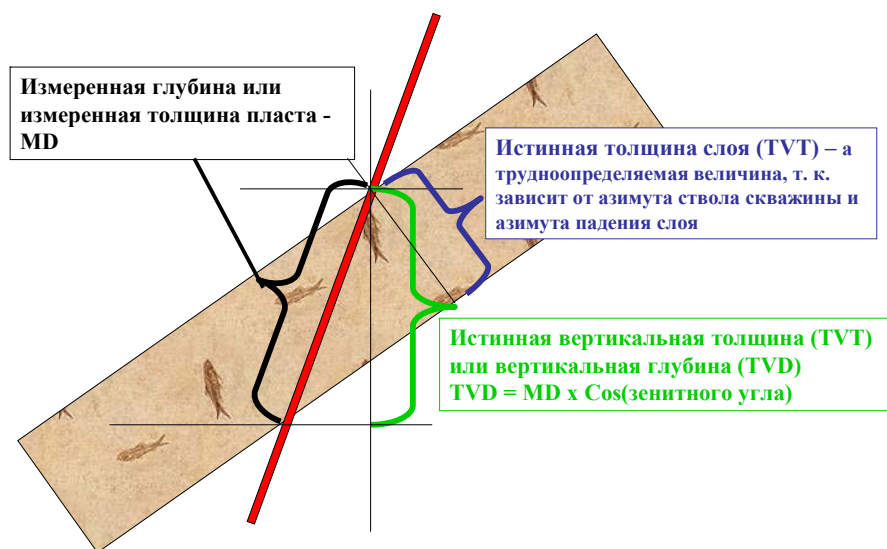


Рис. 30. Соотношение измеренной, вертикальной и истинной толщины пласта в случае наклонной скважины

Знание этих параметров позволяет правильно определить интервал пласта для планируемого гидроразрыва.

Кавернометрия проводится с целью измерения диаметра скважины при помощи каверномеров или каверномеров-профилемеров – рис. 31. В случае принудительной ориентации профилемера можно получить информацию о форме сечения скважины и распределении напряжений в массиве породы.

Увеличение диаметра скважины наблюдается в глинистых набухающих и обрушающихся породах, каменной и калийной солях, рыхлых и слабосцементированных песчаниках, некоторых кавернозных известняках и доломитах, бурых углях. Уменьшение диаметра наблюдается против проницаемых пород за счет налипания глинистой корки в процессе фильтрации промывочной жидкости в пласт, участков пластических глин вследствие оползания.

Кавернометрия скважин

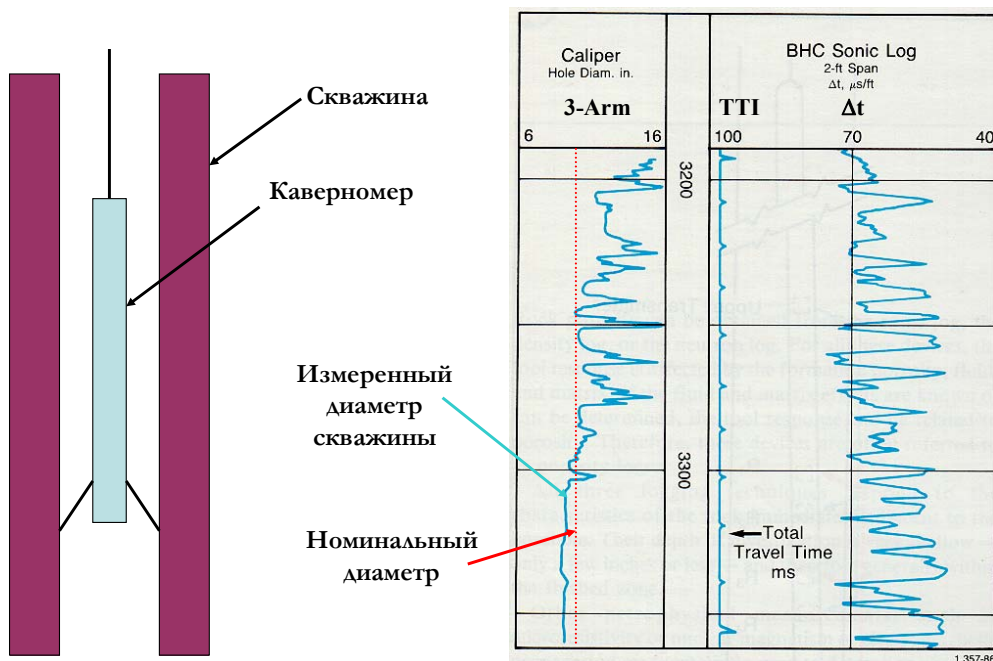


Рис. 31. Измерение диаметра скважины каверномером

Термометрия скважин предназначена для исследования естественных и искусственных тепловых полей. Различают обычную (измерение интегрального значения температуры) и дифференциальную (измерение приращений температуры на участке скважины) термометрию.

Знание пластовой температуры необходимо для коррекции данных различных методов каротажа и решения большого спектра задач оценки технического состояния скважины (качество цементирования, положение интервала перфорации, заколонные перегородки жидкости и т. д.). При планировании гидроразрыва температурные условия должны учитываться при выборе рабочего флюида. После проведения гидроразрыва повторная термометрия позволяет оценить качество выполненной операции.

Резистивиметрия скважин проводится для измерения удельного электрического сопротивления бурового раствора. Метод является обязательным, т. к. параметры возникающей в проницаемых пластах зоны проникновения очень сильно влияют на показания различных методов каротажа.

4. ОЦЕНКА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД ПО ДАННЫМ ГИС

Комплекс геофизических исследований скважин включает большое количество методов, предназначенных для решения разнообразных задач оценки свойств резервуара, введения поправок, привязки пространственного положения ствола скважины, анализа его геометрии и т. д.

4.1. Стандартные комплексы ГИС для решения геологических задач

Комплекс ГИС должен обеспечивать возможность решения следующих задач:

1. Литологическое расчленение разреза скважины.
2. Выделение коллекторов – проницаемых участков разреза.
3. Надежное определение пористости коллекторов.
4. Надежное определение глинистости коллекторов.
5. Определение эффективной мощности коллекторов.
6. Надежное определение водонасыщенности коллекторов.
7. Прогнозирование проницаемости коллекторов.
8. Положение флюидоконтактов (ВНК, ГНК, ГВК).

Ни один из частных методов ГИС не дает однозначного решения любой из вышеперечисленных задач, поэтому решение каждой из них должно обеспечиваться как минимум 2...3 независимыми методами электрметрии, радиометрии, акустики и других. Рекомендуемые комплексы ГИС для решения геологических задач перечислены в табл. 2.

Таблица 2

*Комплексы ГИС для изучения геологических разрезов скважин
(необсаженные скважины)*

Задачи исследований	Масштаб	Состав комплекса
Общие (по всему разрезу скважины)	1:500	ГТИ, ПС, КС (1–2 станд. зонда), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, КВ, Инкл., Рез., Терм., ВСП
Детальные (в продуктивном интервале)	1:200	ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), ГК (СГК), МК, БМК, НК, АК, ГГК-П, МКВ, Накл., ЯМК
Дополнительные исследования	1:200	ГДК, ДК, ОПК, ИПТ ЭК-сканирование АК-сканирование

Обязательным должно быть обеспечение процесса интерпретации данных ГИС сведениями о техническом состоянии скважины, в состав которых включаются данные инклинометрии (пространственное положение ствола скважины), кавернометрии (измерение диаметра скважины), термометрии (измерение температуры по стволу скважины), резистивиметрии (измерение удельного электрического сопротивления промывочной жидкости по стволу скважины или хотя бы на дневной поверхности) [1, 13, 18].

Данные по сопротивлению бурового раствора и его фильтрата очень важны для расчетов различных показателей, ввода поправок и т. д. При известном сопротивлении бурового раствора, концентрации солей и температуре все необходимые параметры определяются с помощью номограммы на рис. 32.

Полевые материалы ГИС должны удовлетворять следующим требованиям:

Наличие рабочих файлов записей ГИС

- основной (исследуемый интервал +50 м перекрытия с предыдущим интервалом);
- повторный (до 50 м в интервале наибольшей дифференциации показаний ГИС);
- контрольный (50 м для контроля качества).

Дискретность записей

- стандартные и детальные исследования – 0.2 м;
- исследования микрометодами – 0.1 и/или 0.05 м

Увязка по глубинам

- данных, зарегистрированных при разных спуско-подъемах;
- совмещение точек записи различных приборов (данные различных методов).

Масштабирование кривых

- масштабы выражены в физических единицах.

Формирование единого файла недропользователя

- справочная информация (полные сведения о параметрах бурового раствора и конструкции скважины).

Получение твердой копии первичных данных

- в международном формате API.

Отчетными материалами о проведении ГИС являются:

- заказ-наряд на проведение ГИС;
- акт о готовности скважины к проведению ГИС;
- акт о выполнении ГИС;
- файл-протокол выполненных исследований;
- рабочие файлы записей ГИС;
- файлы недропользователя;
- твердые копии материалов (в случае передачи данных на скважине).

4.2. Литологическое расчленение разреза скважин и выделение коллекторов

Литологическое расчленение разреза по данным геофизических исследований скважин представляет собой одну из наиболее сложных и, зачастую, некорректных задач из-за того, что наблюдаемые поля не связаны напрямую с конкретными типами горных пород, а зависят преимущественно от распределения их физических свойств. В свою очередь физические свойства пород и их изменчивость определяются условиями процесса осадконакопления, диа-, ката- и эпигенеза. Знание литологического разреза и условий залегания обеспечивает возможность использования многочисленных источников информации по различным физическим параметрам пород при расчетах операций по гидроразрыву.

Основное влияние на изменение физических свойств пород и, соответственно, показания геофизических методов оказывают следующие факторы [12–19]:

- **литологический**, определяемый минеральным составом, гранулометрической характеристикой скелета, структурой, текстурой и постседиментационными преобразованиями горных пород;
- **емкостной**, зависящий от объема, морфологии порового пространства породы и степени его глинизации;
- **насыщения**, характер которого (пластовая вода, нефть, газ, газоконденсат) в значительной степени изменяет физические свойства одной и той же литологической разности пород при прочих равных условиях.

Самостоятельное значение имеет фактор влияния **технических условий вскрытия** изучаемого разреза, от которого зависит амплитуда и пространственная структура физического поля практически любого метода ГИС и, соответственно, правильность и достоверность анализа материалов и выбора схемы расчета физических параметров.

Эти факторы зачастую влияют на показания ГИС разнонаправлено, и только детальное изучение взаимосвязей между физическими и минералогическими характеристиками горных пород, комплексный анализ всех факторов с учетом кернового материала и ГИС позволяют прогнозировать геологический разрез.

В типичных разрезах наиболее часто встречаются кварцевые, кварц-полевошпатовые и полимиктовые песчаники, представленные крупно-, средне- и мелкозернистыми разностями с глинистым, карбонатным и глинисто-карбонатным цементом. Диапазон изменения размеров обломков минералов, слагающих скелет песчаников, составляет 0.05...1 мм. Песчаные пласты являются коллекторами. В благоприятных условиях возможно прогнозирование геологических особенностей строения коллектора по данным ГИС – рис. 33.

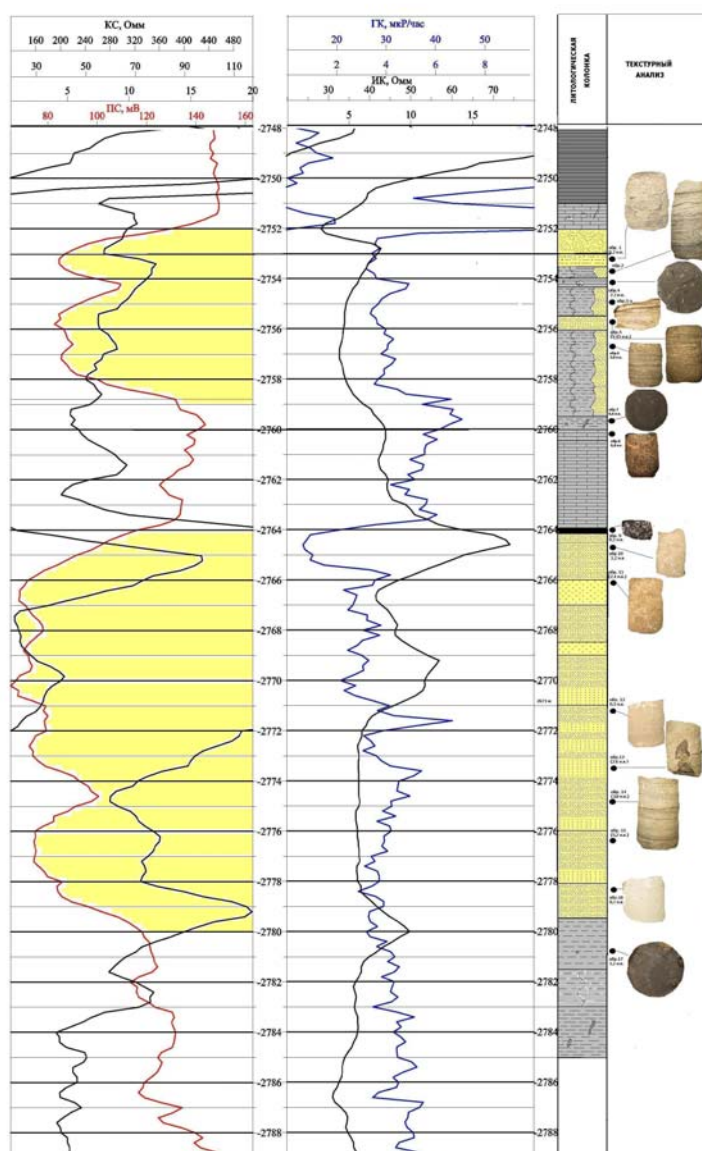


Рис. 33. Сопоставление данных керна и ГИС при детальном анализе

В автоматизированных системах обработки и интерпретации данных ГИС эти признаки закладываются в виде эталонов и используются для классификации в виде вероятностно-статистических, нейроинформационных и других алгоритмов распознавания образов, изучение которых представляет собой самостоятельную задачу, выходящую за рамки настоящей работы.

Из приведенного описания видно, что результатом литологической интерпретации стандартного комплекса ГИС может быть только вертикальный разрез скважины, детальность которого определяется только разрешающей способностью использованных методов.

Дополнительная информация о детальном строении разреза и условиях залегания горных пород может быть получена при выполнении исследований электрическими микросканерами.

Работа такого прибора основана на различии горных пород по электрическим свойствам и обеспечивает возможность выделения пропластков мощностью до 1...2 см. Прибор снабжен устройством пространственной ориентации, поэтому расположение зонда в скважине и точки измерений различными электродами имеют жесткую азимутальную привязку.

Указанные особенности позволяют определять условия залегания горных пород, т. е. определять азимут и угол падения слоев, за счет различия показаний на разных приемных устройствах (башмаках) в различных точках ствола скважины.

Высокая детальность измерений и малая скорость движения прибора по скважине обеспечивают практически непрерывную запись изменения электрических параметров. Для удобства анализа получаемых данных применяется специальная схема обработки данных с цветовой настройкой изображения, разработанная сотрудниками фирмы Шлюмберже.

Последующие рис. 34–36 показана информативность данных, получаемых электрическим микросканером, при решении различных геологических проблем. Рис. 34 иллюстрирует вертикальную разрешающую способность метода в сравнении с реальным геологическим разрезом. Очевидна возможность выделения отдельных слоев очень малой мощности. Хорошо видно различие электропроводности глинистых образований в верхней и нижней частях разреза, что может быть обусловлено различием литологического состава и условий залегания.

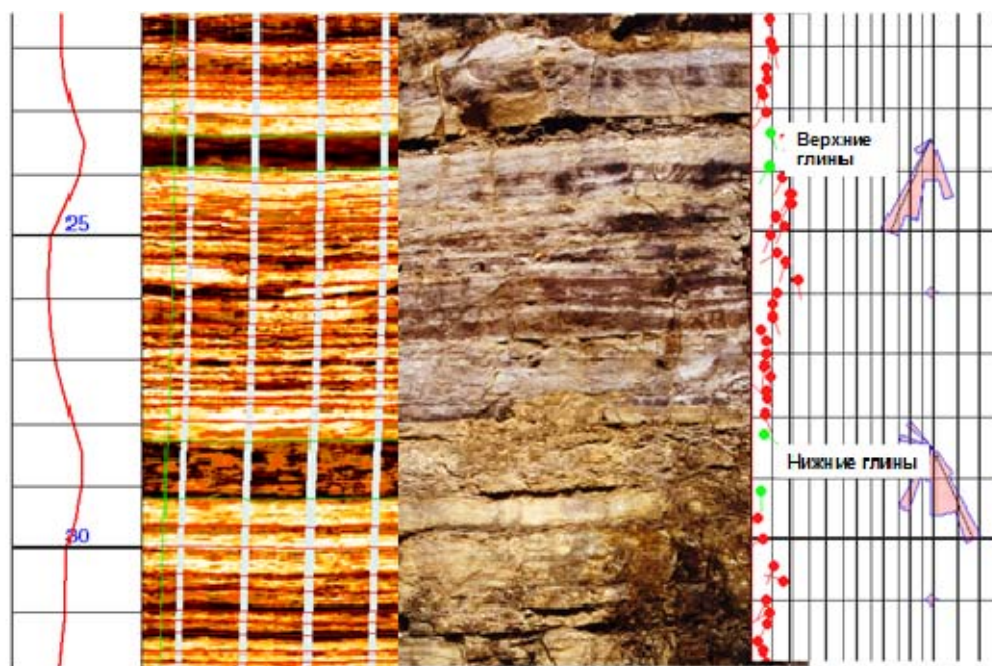


Рис. 34. Сопоставление данных микросканирования с реальным геологическим разрезом

Значительный объем дополнительной информации возникает и при анализе косо-слоистых толщ, часто встречаемых в континентальных и прибрежно-морских условиях

осадконакопления. Непосредственный рисунок записи показаний микросканера позволяет выделить такие фрагменты в разрезе (рис. 35), а статистический анализ стереограммы распределения элементов залегания показывает наиболее вероятное направление палеотечения, способствовавшего образованию горных пород с характерной текстурой. Очень часто с такими направлениями связана и наилучшая проницаемость, поэтому появляется возможность прогнозирования анизотропии фильтрационно-емкостных свойств.

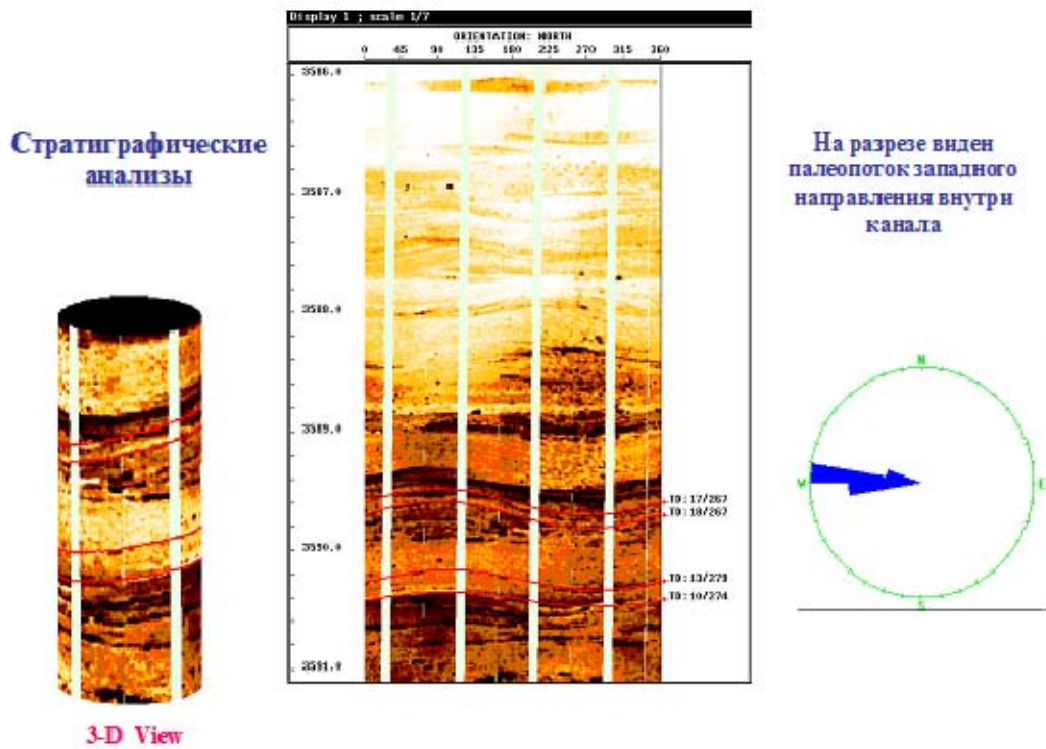


Рис. 35. Информативность микросканирования при анализе косослоистых толщ

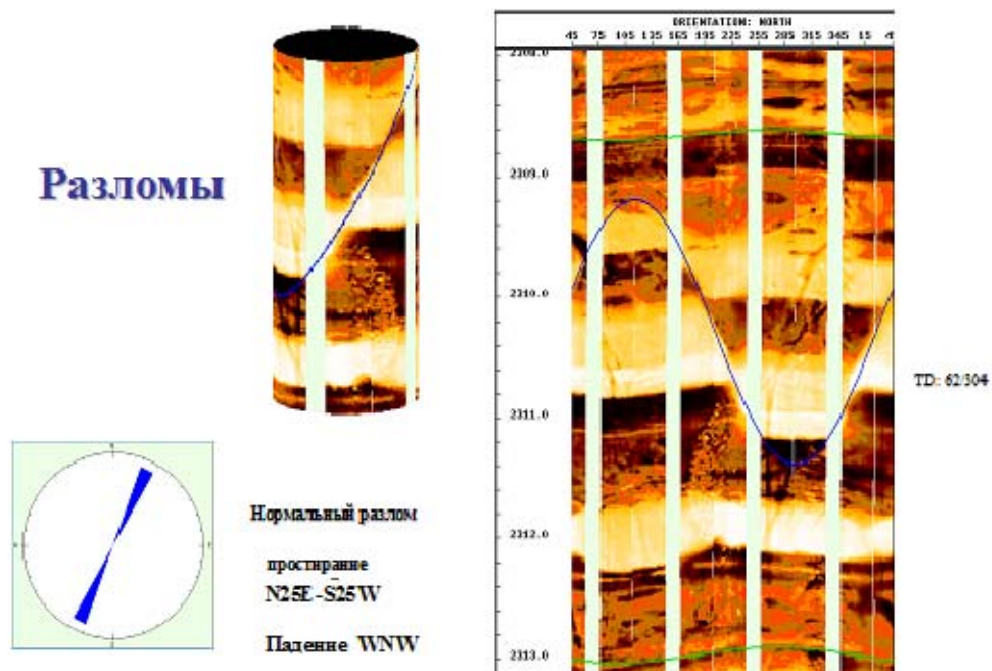


Рис. 35а. Выделение тектонических нарушений по данным микросканирования

Рис. 35а иллюстрирует возможность прямого выделения тектонических нарушений и определения их простирания. Обычными методами ГИС такая информация может быть получена только косвенным путем сопоставления разрезов скважин при корреляции.

4.3. Определение объемной глинистости пород

При определении коллекторских свойств необходимо учитывать влияние глинистых компонентов. Можно выделить три характеристики глинистого материала, наиболее сильно изменяющих фильтрационно-емкостные свойства пород:

- минеральный состав глинистой фракции;
- структура распределения глинистых минералов в породе;
- количественное содержание глинистых компонентов.

Распределение глины в продуктивном пласте сильно влияет на пористость. Наиболее благоприятное распределение структурное, обусловленное замещением минералов скелета глинистыми разностями, самое нежелательное для коллектора – дисперсная (рассеянная) глинистость, локализующаяся в поровом пространстве. Данные о количестве глинистого материала в породе могут быть представлены в виде массовой, объемной или относительной глинистости.

Традиционно для определения глинистости пород используются методы полей самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной гамма активности (ГК) [13, 16, 18].

Метод ПС. Потенциалы самопроизвольной поляризации (СП) обусловлены естественными электрическими полями, возникающими в результате электрохимических процессов, протекающих на границах между скважиной и породами, а также на границе между пластами различной литологии. К таким электрохимическим процессам можно отнести процессы диффузии, адсорбции, фильтрации, окисления и восстановления. Наибольшее значение имеют первые два.

Диффузионные потенциалы возникают на границах водных растворов солей различной концентрации. В виде соли обычно рассматривают NaCl. Адсорбционный потенциал возникает также на границе двух сред с различной концентрацией солей, но в тех случаях, когда диффузия осуществляется через породу с ультратонкими порами, препятствующую диффузии анионов (их подвижность становится равной нулю). К породам такого типа относятся разнообразные глины.

Поскольку процессы диффузии и адсорбции протекают одновременно, говорят о диффузионно-адсорбционной ЭДС, изменяющейся от величины диффузионной ЭДС до предельных значений адсорбционного потенциала. Для растворов NaCl при $T = 293\text{ K}$ ($20\text{ }^\circ\text{C}$) диффузионно-адсорбционная ЭДС будет изменяться от -11.6 мВ до 58 мВ .

Схема изменения потенциалов ПС показана на рис. 36.

Метод СП чаще всего используется для решения следующих задач:

1. Литологическое расчленение разрезов (в комплексе с другими методами геофизических исследований скважин);
2. Оценка глинистости горных пород;
3. Определение минерализации пластовых вод.

Границы пластов на кривой СП соответствуют точкам перегиба зарегистрированной кривой СП. Так как диаграммы метода СП не имеют нулевой линии (неизвестен потенциал в точке заземления электрода, находящегося на поверхности), горизонтальный масштаб зарегистрированной кривой указывается числом милливольт, приходящимся на отрезок диаграммы. Знаками « \leftarrow » и « \rightarrow » указывается полярность кривой СП (рис. 37).

Для снятия отсчетов $U_{\text{СП}}$ используется условная «нулевая» линия, проведенная по участкам кривых с наиболее положительными показаниями СП – «линия глин». Отсчеты $U_{\text{СП}}$ снимаются в масштабе диаграммы слева-направо (рис. 37). Для геологической

интерпретации результатов измерений потенциалы СП используются либо статические, либо относительные амплитуды $\alpha_{СП}$.

Метод полей самопроизвольной поляризации - ПС

- $E_{ад}$ – адсорбционный потенциал
- $E_{дф}$ – диффузионный потенциал
- $E_{мс}$ и $E_{св}$ – фильтрационные потенциалы

$$E = E_d - E_{ад} = -k \lg \left(\frac{R_{mf}}{R_w} \right)$$

$$k = f(T) \Rightarrow$$

$$k = -(65 + 0.24T) \text{ } ^\circ\text{C}$$

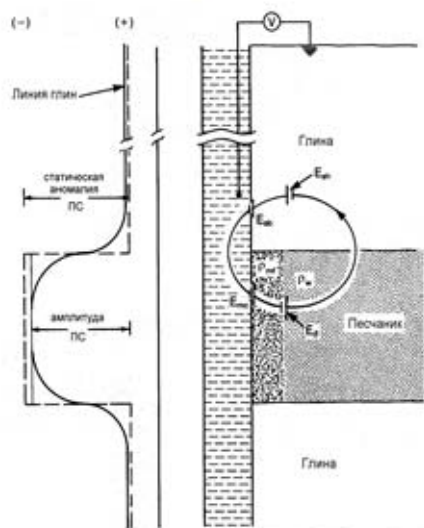


Рис. 36. Распределение потенциалов ПС в скважине

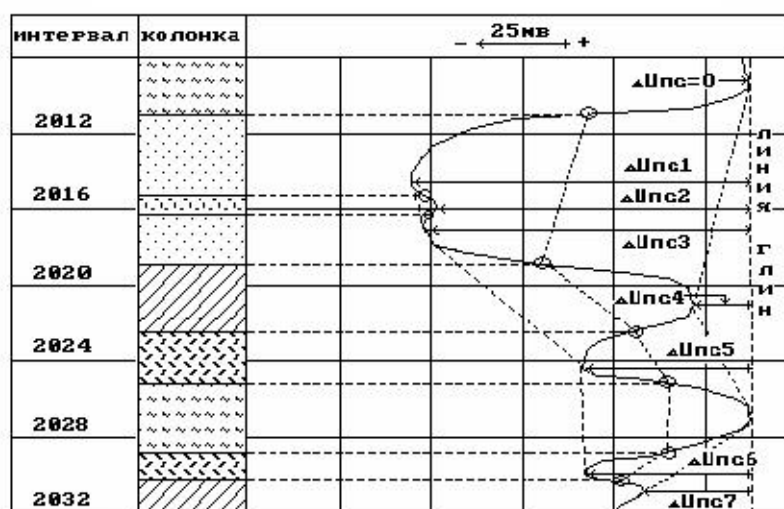
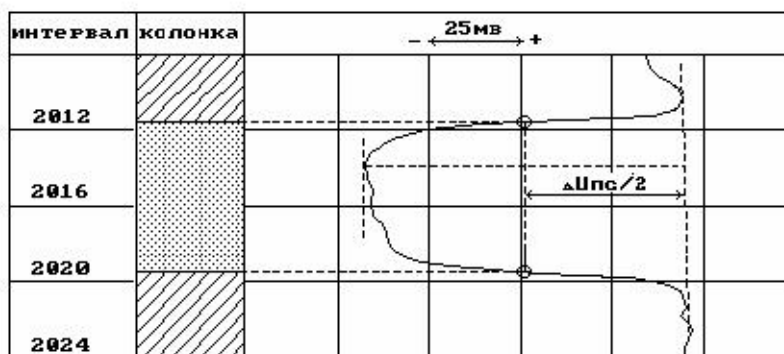


Рис. 37. Определение границ пласта по аномалии $U_{ПС}$ (а), расчленение разреза и определение относительных амплитуд $U_{ПС}$ (б)

При оценке литологического состава вначале выделяют пласты- коллекторы, для чего используют критические значения $\alpha_{СП}$. Например, для терригенных разрезов Западной Сибири к коллекторам относят пласты с $\alpha_{СП} > 0.4$. Это значение $\alpha_{СПкр}$ ориентировочное; оно может быть различным для разных нефтегазоносных бассейнов. Для уточнения литологического состава оценивают глинистость пород-коллекторов и неколекторов. Для приближенных расчетов можно воспользоваться соотношением $V_{sh} = 1 - \alpha_{СП}$.

При оценке минерализации пластовых вод используют зависимость диффузионно-адсорбционного потенциала от минерализации пластовых вод и фильтрата бурового раствора

$$E_{СП} = A_{да} * \lg \frac{C_{в}}{C_{ф}}$$

В этом выражении два неизвестных: величина $A_{да}$ и $C_{в}$. Если проводить измерения на двух растворах с разной минерализацией $C_{ф}$, то получим систему двух уравнений с двумя неизвестными, решая которые можно определить оба неизвестных. Если пласт представлен чистым неглинистым песчаником, то вышеприведенная зависимость с учетом пластовой температуры примет вид

$$E_{СП} = 70 * \boxed{} = 70 * \frac{t + 273}{291} * \lg \frac{R_{mf}}{R_w}$$

Это уравнение содержит только один неизвестный параметр, а именно $C_{в}$ (R_w), поэтому решая его относительно $C_{в}$ можно определить минерализацию пластовых вод и ее удельное электрическое сопротивление R_w при известных значениях сопротивления фильтрата R_{mf} .

Рекомендуемую последовательность решения задачи рассмотрим на примере. Допустим, что измеренная амплитуда поля ПС составляет -100 мВ, сопротивление фильтрата $R_{mf} - 1$ Ом при температуре $T = 20$ °С, пластовая температура $- 80$ °С.

Последовательность решения:

1. Вычислить R_{mf} (сопротивление фильтрата бурового раствора) при пластовой температуре, используя номограмму на рис. 38.

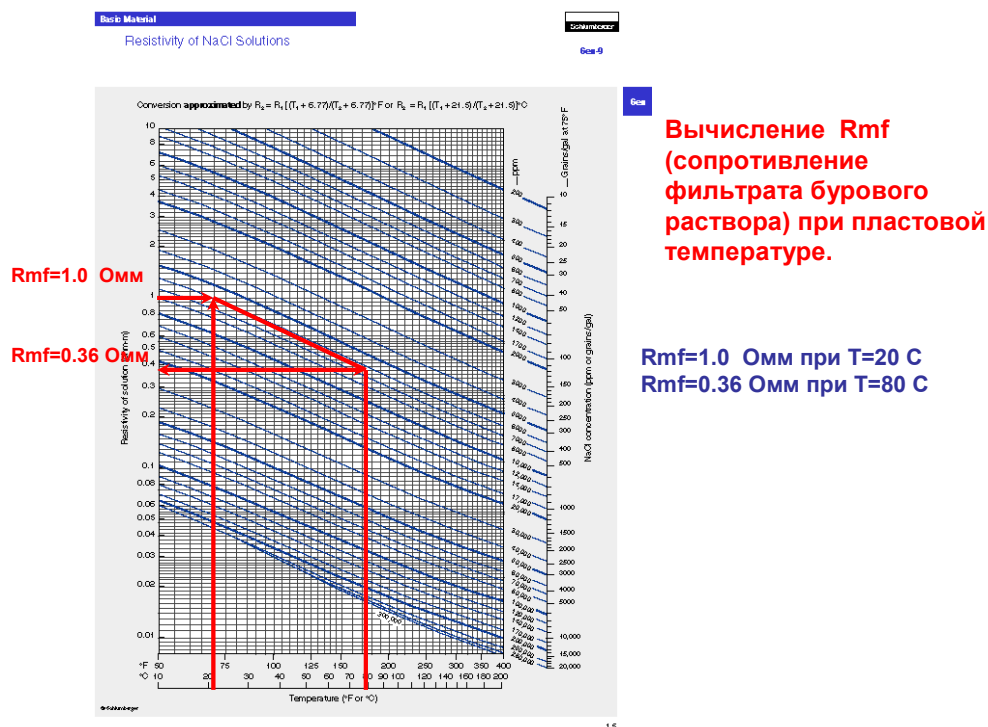
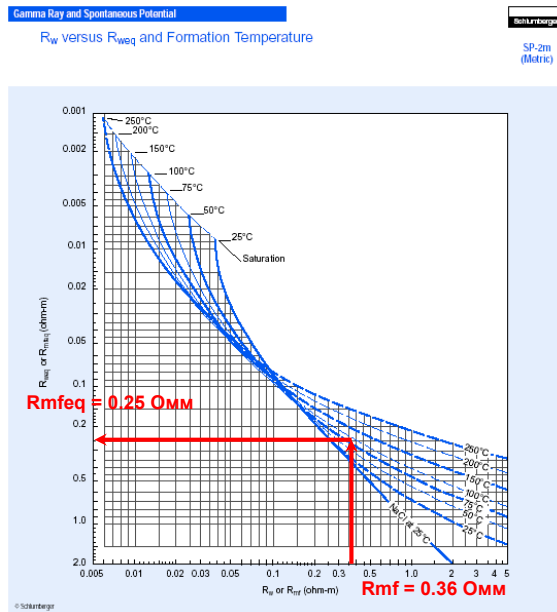


Рис. 38. Определение сопротивления фильтрата бурового раствора при пластовой температуре

2. Преобразовать полученное сопротивление фильтра R_{mf} в эквивалентное R_{mfeq} с помощью диаграммы на рис. 39.



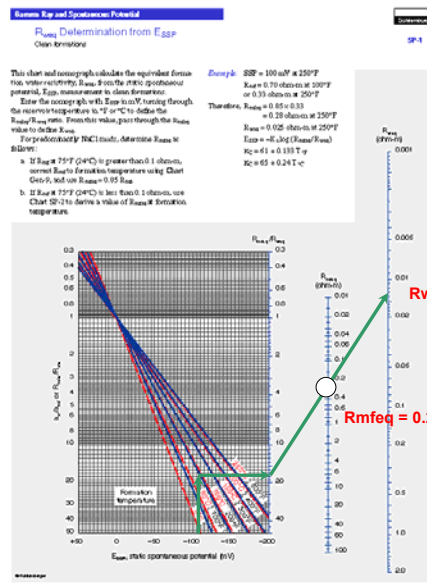
Преобразование R_{mf} в R_{mfeq} (эквивалентное) при температуре пласта

$R_{mf} = 0.36$ Ом

$R_{mfeq} = 0.25$ Ом

Рис. 39. Преобразование сопротивления фильтра R_{mf} в эквивалентное R_{mfeq}

3. Вычислить эквивалентное сопротивление пластовой воды, используя номограмму на рис. 40.



Вычисление эквивалентного сопротивления пластовой воды R_{weq}

$R_{weq} = 0.014$ Ом

$R_{mf} = 0.25$ Ом

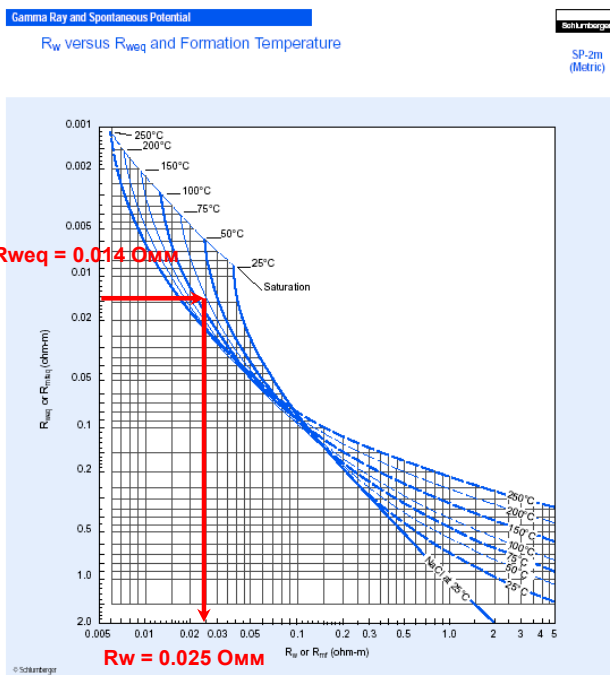
$R_{mfeq} = 0.25$ Ом

$R_{weq} = 0.014$ Ом

Рис. 40. Вычисление эквивалентного сопротивления пластовой воды R_{weq}

4. Вычислить истинное сопротивление пластовой воды R_w , используя номограмму на рис. 41.

Метод ГК. Породы осадочных комплексов нефтегазоносных месторождений содержат в своем составе радиоактивные элементы, представленные чаще всего ураном, торием и калием. Гамма излучение этих изотопов создает естественный фон радиоактивности, результаты регистрации которого можно использовать для решения геологических задач. Естественные радионуклиды адсорбируются преимущественно глинистыми минералами горных пород.



Преобразование Rweq в Rw при температуре пласта

Rweq = 0.014 Ом

Rw = 0.025 Ом

Рис. 41. Преобразование эквивалентного сопротивления пластовой воды в истинное

Главное назначение ГК – выделение глинистых пластов по их радиоактивности. Глины, аргиллиты, богатые органикой, кислые вулканические породы характеризуются очень высокими значениями гамма активности, а галит, ангидрит, уголь, чистые песчаники, доломит и известняк – низкими.

Из всех осадочных пород наиболее радиоактивными являются глины, поэтому величина радиоактивности других, менее активных пород, тесно связана с их глинистостью, а сам метод широко применяется для оценки этого параметра [18].

Интерпретация данных метода ГК обычно проводится методом относительной амплитуды с нормализацией показаний по двум опорным пластам, один из которых представляет собой типичные для разреза глинистые породы, а второй – чистые песчаники. В комбинации с диаграммой ПС выбор таких пластов достаточно надежен.

Последовательность решения задачи (рис. 42):

1. Определяется интенсивность гамма излучения опорных пластов глин GR_{max} и песчаников GR_{min} .
2. Вычисляется относительная амплитуда интенсивности гамма излучения по формуле

$$I_{gr} = (GR - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min}).$$

Для упрощенных расчетов предполагают линейную зависимость, и в этом случае $V_{sh} = I_{gr}$. Более точные расчеты могут быть получены по формуле В.В. Ларионова

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7 \times I_{gr}} - 1).$$

Существует еще целый ряд зависимостей, описывающих возможные варианты связи глинистости и относительной амплитуды поля гамма активности – Штайбера, Клавье и т. д. [8, 11], но опыт показывает, что формула В.В. Ларионова наиболее точно описывает связи для песчано-глинистых разрезов Западной Сибири.

Гамма спектрометрические исследования дают важную дополнительную информацию о составе горных пород на основе изучения концентраций в горных породах основных естественных радионуклидов – урана, тория, калия.



Оценка глинистости по ГК основывается на:

1. Преобладающей концентрации естественных радионуклидов в глинах и глинистых минералах
2. Корреляционной связи концентрации глинистых минералов и естественной гамма активности пород

$$I_{gr} = V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

GR – показания ГК в интересующем интервале разреза
 GRmin – показания ГК в чистых песчаниках
 GRmax – показания ГК в чистых глинах
 Vsh – объемная глинистость

Рис. 42. Определение глинистости по данным гамма каротажа

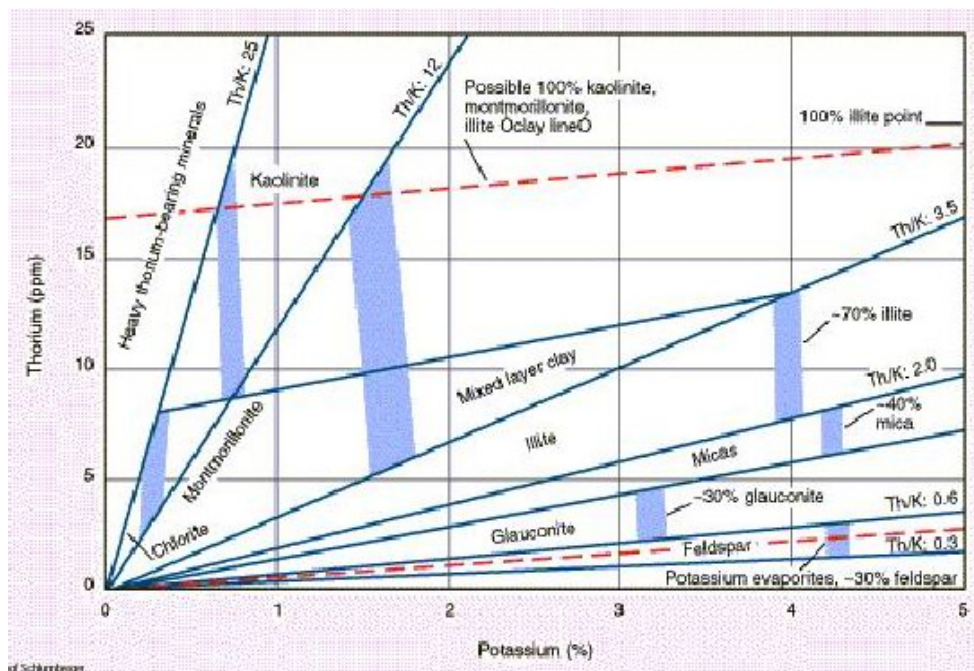


Рис. 43. Номограмма соотношения концентраций тория и калия, предназначенная для определения глинистых минералов по гамма спектрометрическому каротажу

Наиболее важный результат гамма спектрометрии – оценка общего вклад тория и калия в наблюдаемую естественную радиоактивность (расчетная кривая гамма – каротажа), так как по этому параметру можно судить о глинистости более достоверно из-за отсутствия влияния урана, который реагирует на вторичные изменения породы, и может необоснованно завышать глинистость.

Как уже отмечалось, в ГК чистые песчаники выделяются по низким показаниям. Но если в песчаниках будут присутствовать радиоактивные минералы, по кривой ГК можно сделать ошибочный вывод о высоком содержании глин. Песчаники могут включать полевые шпаты, слюду, глауконит, тяжелые минералы, включая минералы урана. Дополнительная информация в виде гамма спектрометрического каротажа поможет

распознать подобную ситуацию, сделать правильный вывод и рассчитать концентрацию радиоактивных элементов в песчанике.

Определение типа глин – одна из важнейших задач, для решения которой применяется гамма спектрометрический метод. Тип глин – очень важный показатель, так как при одной и той же глинистости, но разном составе глин (например, каолинита и иллита) проницаемость будет отличаться на 1–2 порядка. С большей достоверностью по гамма спектрометрическому каротажу определяется качественный состав глин – рис. 43.

С точки зрения прогноза свойств пласта знание состава глинистых минералов является критическим при выборе рабочей жидкости, т. к. некоторые типы глин (иллит, монтмориллонит) являются набухающими, и недоучет этого явления может снизить эффективность планируемой операции. Необходимо помнить, что глинистость наиболее достоверно определяется по сумме вкладов тория и калия по расчетной кривой, где из интегрального значения ГК вычтен вклад урана. Концентрации тория и калия будут зависеть от типа глин, и приближенно их можно определить по рис. 43.

4.4. Определение пористости пород

Пористость – это отношение объема пустот в пространстве к общему объему породы. Под пустотами понимаются все поры, трещины. Пористость обозначается символом φ и может варьировать от 0 до 1, или от 0 до 100 %, однако в расчетах всегда используются относительные единицы.

Пористость рассчитывается из соотношения:

$$\varphi = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{V_{обр} - V_{скелета}}{V_{образца}} = \frac{V_{обр} - (W_{сух} / \rho_{скелета})}{V_{обр}},$$

$V_{пор}$ – поровый объем; $V_{обр}$ – объем образца; $V_{матрицы}$ – объем твердых частиц, слагающих скелет; $W_{сух}$ – общий сухой вес.

Необходимо иметь в виду, что коэффициент пористости не дает какой – либо информации о размере зерен, их распределении и их упаковке. Горные породы, имеющие одинаковую пористость, могут существенно отличаться по физическим свойствам. В качестве примера можно рассмотреть карбонатную горную породу и песчаник. Каждый из этих образцов может иметь пористость порядка 0,2, но в карбонатных породах поры обычно не связаны, а, следовательно, проницаемость будет значительно ниже, чем в песчаниках. Существуют различные виды пористости, которые используются инженерами – нефтяниками:

Общая пористость – это отношение объема пустот в пространстве к общему объему породы.

Открытая пористость – отношение объема открытых (связанных между собой) пор к общему объему пор.

Эффективная пористость – отношение объема связанного порового пространства, в котором возможно движение флюидов, к общему объему пор.

По природе образования различают первичную (межзерновую) и вторичную пористости. **Первичная пористость** характеризуется тремя главными микроструктурными параметрами – упаковкой зерен, их сортировкой и окатанностью. Однако такая неизменная порода встречается редко, чаще всего картина осложняется **вторичной пористостью**, которая вызвана эпигенетическими и тектоническими процессами. Наблюдается, например, образование вторичной пористости за счет избирательного растворения минерального скелета породы пластовыми водами, или за счет явлений частичной доломитизации карбонатных пород, или за счет трещиноватости.

Эти процессы могут как увеличивать, так и уменьшать пористость. Совершенно очевидно, что с глубиной порода уплотняется, и пористость ее уменьшается. Наличие

соответствующих данных (наблюдения изменения пористости с глубиной для соседних месторождений) позволяет вести прогнозирование пористости для пластов, еще не вскрытых скважинами. Необходимо помнить, что такая зависимость характеризует лишь определенные геологические условия, и не может быть применена произвольно для других районов.

В рамках применяемого в настоящее время типового комплекса ГИС для определения пористости пород используются три группы методов: метод рассеянного гамма излучения (гамма-гамма каротаж плотностной – ГГК-П), нейтронные методы (нейтрон-нейтронный на тепловых нейтронах – ННКТ, нейтрон-нейтронный на надтепловых нейтронах – ННК-НТ, нейтронный гамма метод – НГК), акустический метод – АК. Методы имеют разную физическую основу и измеряемые параметры горных пород и, соответственно, разные алгоритмы определения пористости [17].

Нестандартным для отечественной практики является метод ядерно-магнитного резонанса, обладающий большими возможностями определения как пористости, так и других параметров, включая водонасыщенность и проницаемость.

Гамма гамма каротаж плотностной. В данном методе рассеянного гамма излучения измеряется эквивалентная плотность горных пород, которая для основных породообразующих минералов (кварц, кальцит, доломит) и пород, состоящих из этих минералов, равна их объемной плотности с отклонениями не более $\pm 0.01 \text{ г/см}^3$. Измерение плотности основано на эффекте Комптона – рассеянии гамма квантов высокой энергии в горной породе.

Объемная плотность связана с **общей пористостью** соотношениями

$$\rho_b = \varphi \cdot \rho_f + (1 - \varphi) \cdot \rho_{ma};$$

$$\varphi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f},$$

где ρ_b , ρ_{ma} , ρ_f – соответственно объемная плотность породы, минералогическая плотность, плотность флюида, заполняющего поры, φ – коэффициент общей пористости.

По результатам данного метода определяется только общая пористость пород, представленная объемами межзерновых (гранулярных) пор, каверн, трещин и связанной (остаточной) водой, содержащейся на частицах глинистых минералов. Для оценки величины K_n необходимо знать ρ_{ma} и ρ_f .

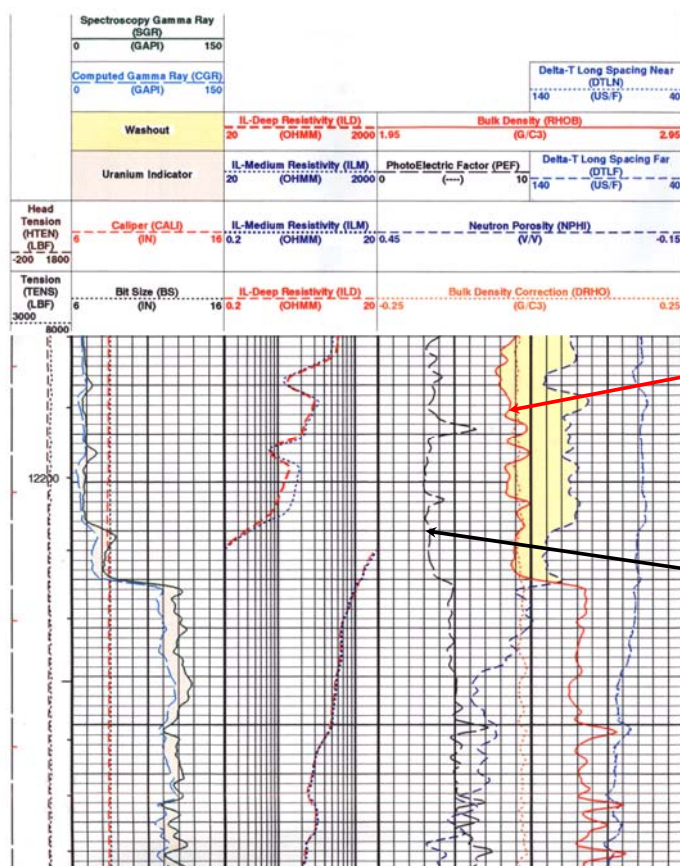
Определение ρ_{ma} осуществляется по данным анализа керна, а плотность флюида в зоне исследования метода определяется плотностью фильтрата промывочной жидкости и в большинстве случаев равна 1.0 г/см^3 . Высокоминерализованные растворы имеют плотность 1.15 г/см^3 . Плотность нефти ниже плотности воды – $0.80...0.90 \text{ г/см}^3$, и ее присутствие в виде остаточной насыщенности с высокоминерализованным фильтратом в промытой зоне будет приводить к среднему значению плотности примерно в 1 г/см^3 . Рекомендуются эмпирические коэффициенты для коррекции пористости, определенной по плотностному каротажу, в нефтегазонасыщенных коллекторах составляют: в случае нефти – 0.9, в случае газа – 0.7 [7].

Типичная диаграмма плотностного каротажа приведена на рис. 40 вместе с поправочными данными, учитывающими влияние скважины. В верхней части разреза выделяется пласт-коллектор, обладающий пониженной плотностью и низкими значениями естественного гамма излучения.

Гамма-гамма метод селективный – модификация метода рассеянного гамма излучения, работающего в области мягкого ($0.04...0.01 \text{ МэВ}$) диапазона энергии гамма квантов. Мягкое гамма излучение поглощается атомами в результате фотоэффекта. Поглощение гамма квантов такой энергии будет тем интенсивнее, чем больше заряд ядра,

и это явление может быть использовано для определения атомного номера элемента, а соответственно и вещества, из которого состоит порода.

В отечественной практике этот вид гамма- гамма каротажа применяется в основном на рудных месторождениях. В зарубежной практике он входит в стандартный комплекс ГИС на любом нефтяном или газовом месторождении. Комбинация плотностного, селективного гамма гамма каротажа и нейтронного очень информативна для литологического расчленения разреза, а ГК позволяет произвести увязку этих каротажных кривых по глубине – рис. 44.



Типичный набор диаграмм ГИС

Северное море

ГГК – П

Песчаник – 2.65 г/куб.см
Известняк – 2.71 г/куб.см
Доломит – 2.87 г/куб.см

ГГК – С

Значения Pe фактора:
Песчаник – 1.8
Известняк – 5.0
Доломит – 3.0

Рис. 44. Каротажная диаграмма продуктивного газоносного интервала

Акустический каротаж. При выполнении работ в скважине данным методом измеряется интервальное время пробега упругих волн, которое связано с пористостью крепких цементированных горных пород уравнением Вилли:

$$\Delta t = \Delta t_f \cdot \varphi + \Delta t_{ma} \cdot (1 - \varphi);$$

$$\varphi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}},$$

где Δt_{ma} , Δt_f – интервальные времена пробега в скелете горной породы и во флюиде.

Это уравнение является, по существу эмпирической зависимостью, погрешность определения пористости по которой определяется правильным заданием времен пробега в скелете и флюиде. Время пробега волн во флюиде можно оценить по эмпирической зависимости Г.И. Петкевича, Т.В. Вербицкого:

$$\Delta t_f = 1 / (1470 + k \cdot C_n),$$

где C_{Π} – минерализация промывочной жидкости, k – коэффициент пропорциональности, зависящий от температуры и давления.

Песчаники, содержащие значительное количество глины или глинистых сланцев, будут иметь большее время пробега, т. к. существуют различия между скоростями в глинистых частицах и в матрице. Вычисленная пористость в глинистых песчаниках будет значительно выше. Для компенсации неточности уравнения «среднего времени» используют эмпирическую формулу Раймера-Ханта-Гарднера:

$$\varphi_s = C \cdot \frac{(\Delta t - \Delta t_{ma})}{\Delta t},$$

где C – эмпирическая постоянная, изменяющаяся в пределах от 0.624 до 0.7. Наиболее часто употребляемое значение 0.7, в случае газонасыщенных песчаников рекомендуемое значение 0.6.

В случае разуплотненных песчаников время пробега волн завышено и вычисленная пористость больше, чем истинная. Обычно это характерно для глинизированных пород. Если в смешанных глинистых пластах время пробега больше, чем 330 мкс/м (характерное время пробега в плотных глинах), необходима поправка при вычислении пористости. Эмпирическая формула для этого случая имеет вид:

$$\varphi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \cdot \frac{1}{C_p};$$

$$C_p = \frac{\Delta t_{sh}}{330},$$

C_p – поправка уплотнения, изменяющаяся в пределах $1.0 \div 1.8$; Δt_{sh} – время пробега в смешанных глинистых пластах, мкс/м; 330 – время пробега в уплотненной глине мкс/м.

Применение указанных формул обеспечивает определение **общей пористости** пород. Пример на рис. 44 показывает уменьшение времени пробега в коллекторе по сравнению с подстилающей глинистой толщей, что обусловлено большей сжимаемостью глин. В сравнении с другими видами каротажа акустический метод благоприятен для определения пористости низкопористых малоглинистых пород. В породах с кавернозным и трещиноватым типом пористости вычисляемые значения занижены, и для точного определения пористости необходимо применение других методов ГИС. При достаточно надежных акустических измерениях возможна оценка **вторичной пористости** $\Delta\varphi$ по разнице определений пористости плотностным и акустическим методами:

$$\Delta\varphi = \varphi_d - \varphi_s.$$

Проблемы акустического каротажа

Шумы

На запись АК могут влиять колебания, вызванные работой различных приборов, не связанные с источником зонда. Как следствие возможна регистрация волн-помех в качестве первых вступлений. Чтобы избежать таких ошибок, приемник настраивается на определенное пороговое значение амплитуды колебания, и запись производится только после прихода сигнала, превышающего это значение.

Ослабление волны

В разуплотненных породах возможно затухание сигнала до значения, ниже порогового. Тогда прибор регистрирует следующий импульс, амплитуда которого превышает порог чувствительности – рис. 45. Интервальное время при этом увеличится, и есть вероятность сделать неверную интерпретацию упругих свойств пород.

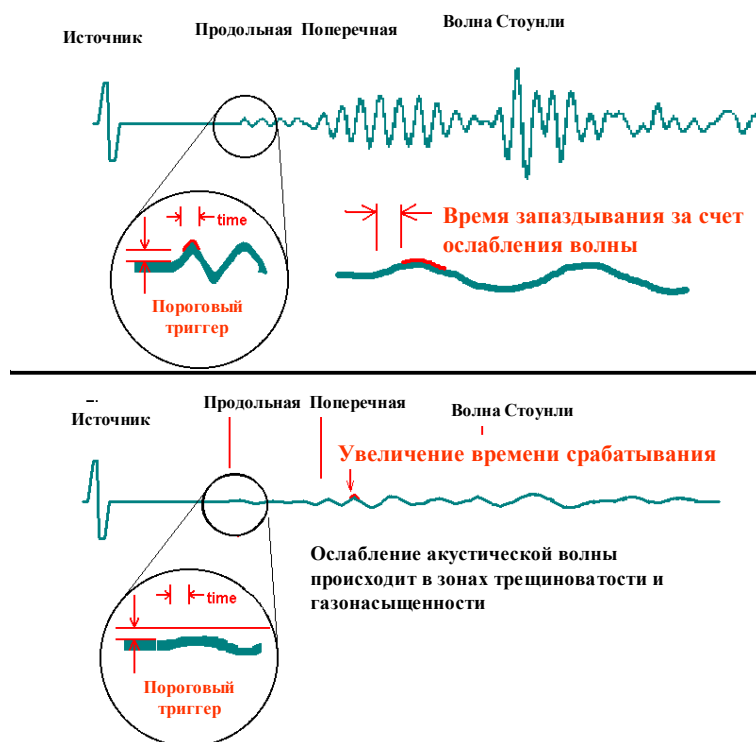


Рис. 45. Возможные ошибки в отсчетах интервального времени по АК

Таблица 3

ПРИБОРЫ АК ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ПОЛНОГО ВОЛНОВОГО СИГНАЛА		
Характеристики прибора	Расчетные параметры	Решаемые задачи
<ul style="list-style-type: none"> Многоэлементный зонд с антеннами: <ul style="list-style-type: none"> монополюсных приёмников; дипольных приёмников, в том числе с ортогональным расположением относительно друг друга Широкая полоса частот монополюсных излучателей (1,0...20 кГц) Низкие частоты (0,5...3 кГц) дипольных излучателей Широкополосные приёмники (0,5...30 кГц) Привязка данных к магнитному меридиану Большие длины зондов (до 5...8 м), короткие (0,05...0,1 м) расстояния между приёмниками 	<ul style="list-style-type: none"> Δt_p – интервальное время Р волны в диапазоне 130...600 мкс/м α_p – затухание Р волны в диапазоне 0...100 дБ/м A_p – амплитуды Р волны в условных единицах Δt_s – интервальное время S волны в диапазоне 220...600 мкс/м монополюсным зондом то же в диапазоне 220...1000 мкс/м дипольным зондом α_s – затухание S волны в диапазоне 0...100 дБ/м A_s – амплитуды S волны в условных единицах Δt_{st} – интервальное время St волны в диапазоне 650...1000 мкс/м A_{st}, α_{st} – амплитуды и затухание St волны Фазокорреляционные диаграммы (ФКД) Те же параметры в обсаженной скважине 	<ul style="list-style-type: none"> Корреляция и расчленение разрезов Определение пластовых скоростей Р и S волн Идентификация литологии Определение ёмкости пород с межзерновой (гранулярной) пористостью, выделение коллекторов Выделение трещиноватоквернозных пород Оценка вторичной пористости Оценка анизотропии пород и преимущественного направления естественных трещин Определение глинистости пород Расчет коэффициентов упругости (прочностных свойств пород) Выделение интервалов напряженного состояния пород Расчет параметров гидроразрывов, прогнозирование и контроль направлений развития трещин гидроразрыва Выделение проницаемых интервалов Количественная оценка насыщенности коллекторов Оценка качества цементирования обсадных колонн

Изучение полных волновых пакетов. С помощью полной записи акустического сигнала решается наиболее широкий круг геологических и технических задач, в том числе таких сложных, как количественные определения коэффициентов трещиноватости пород и направления преимущественного распространения трещин, расчет параметров гидроразрывов, выделение проницаемых интервалов, оценка текущей насыщенности пород и т. д. Под эти задачи сконструированы специальные приборы, которые предназначены для измерения в открытых и обсаженных скважинах параметров всех информативных волн – L, P, S, St – в широких диапазонах изменения этих параметров – табл. 3.

Традиционно в скважинных приборах АК применялись излучатели с диаграммами направленности, близкими по форме к сферической (рис. 46, а), что обусловлено необходимостью возбуждения головных продольной и поперечной волн в широком ($20^\circ \dots 90^\circ$) диапазоне критических углов. Такие излучатели выполняются в форме сфер и пустотелых цилиндров. В связи с растущей востребованностью измерений параметров поперечной и поверхностных волн в приборах АК появляются различные типы излучателей (рис. 46, б, в).

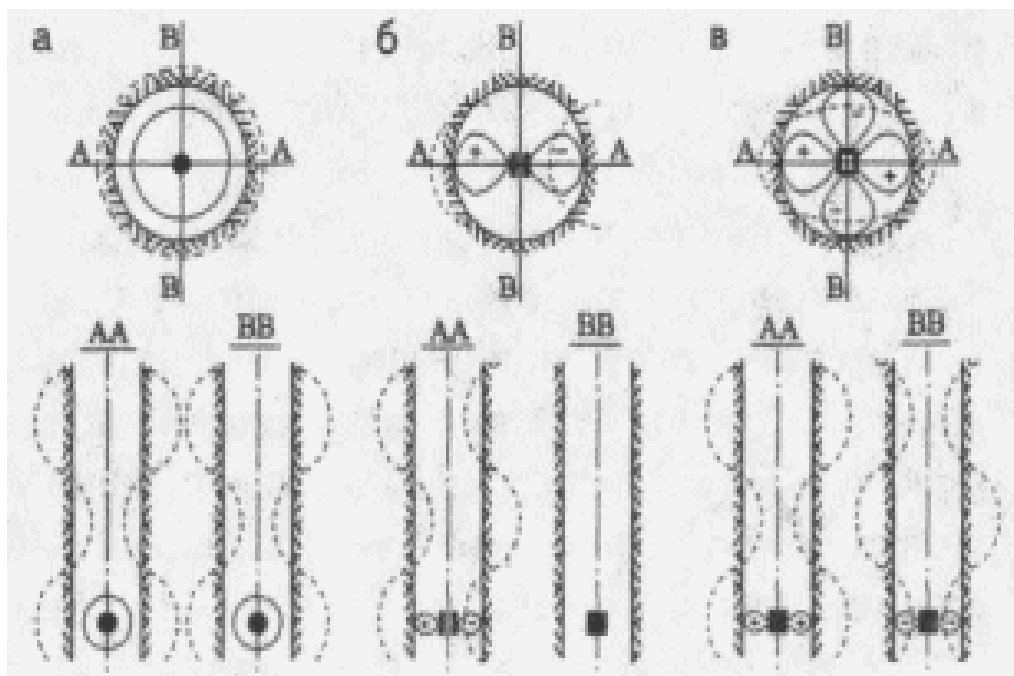


Рис. 46. Схематическое изображение диаграмм направленности излучателя и приемника колебаний (вверху) и колебательного смещения частиц исследуемой среды (внизу) при возбуждении упругих волн монополярными (а), дипольными (б) и квадрупольными (в) излучателями

На рис. 47 схематично представлен прибор АК фирмы Шлюмберже, и широкополосная запись акустических волн, сделанная этим прибором. Для обработки таких записей используются специальные математические процедуры, которые позволяют на сложной записи АК выделить продольную, поперечную волну, волну Стоунли, и определять их интервальное время в каждой точке записи каротажной диаграммы. Для этого делают анализ времени запаздывания с помощью скользящего окна, и строят график зависимости времени запаздывания от времени регистрации волны. Интервальное время каждой волны определяется в центре соответствующего распределения. На рис. 48 результат такой операции показан для одной точки. В автоматическом режиме для каждой точки записи каротажной диаграммы осуществляется такая процедура, результатом которой являются расчетные кривые интервального времени продольных, поперечных волн, волн Стоунли.

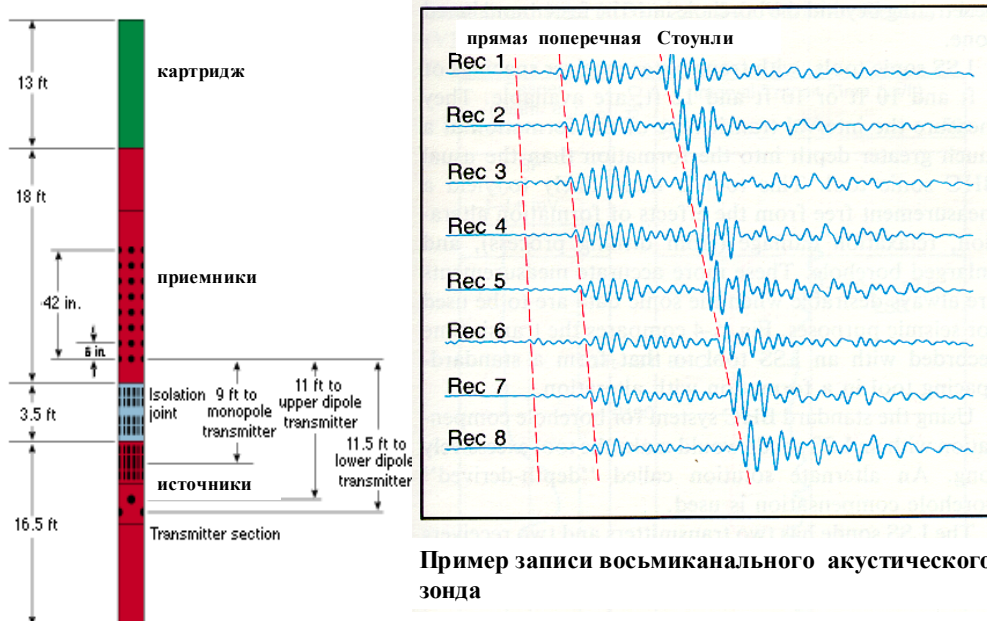


Рис. 47. Схематическое изображение широкополосного прибора АК и запись волнового пакета, сделанная этим прибором.

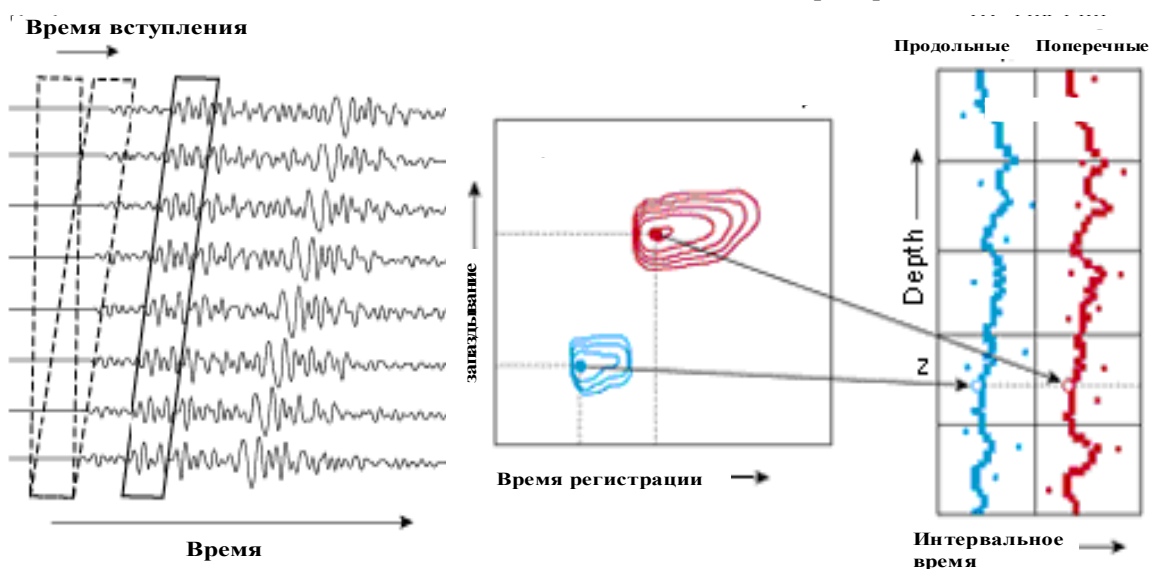


Рис. 48. График зависимости величины запаздывания от времени обнаруживает две области. первая область – это продольная волна, вторая – поперечная волна. В рыхлых пластах это разделение может не быть явным, существует разброс относительно среднего времени

Полученные значения используются для расчета упругих свойств горных пород, и определения литологического состава. Определение упругих констант для конкретного типа породы так же является решаемой задачей. Если известны скорости продольных и поперечных волн, можно их определить:

Модуль Юнга:

$$E = \frac{V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}.$$

Коэффициент Пуассона:

$$v = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}.$$

Модуль объемного сжатия

$$K = \frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{3}.$$

Значения, полученные с помощью АК, называют динамическими модулями, а лабораторные результаты – статическими. Динамические параметры обычно выше аналогичных значений, определяемых в лаборатории. Поэтому значения, полученные методом АК на скважине, калибруют по лабораторным измерениям.

Нейтронные методы. Связь показаний нейтронных методов с пористостью пород более сложная и неоднозначная, чем для описанных выше. Регистрируемые параметры (для однозондовых приборов – относительная плотность потока излучения, выраженная в условных единицах J у.е. для НГК и N у.е. для ННК; для двухзондовых приборов – отношение плотностей потоков на двух расстояниях от источника или декремент затухания плотности нейтронов) зависят от замедляющих и поглощающих по отношению к нейтронам свойств пород, а для модификации НГК – от излучающей способности элементов, входящих в состав. Условные единицы измерения рассматриваются по отношению к показаниям приборов в пресной воде при калибровке зондов. Для оценки пористости важны замедляющие свойства, а поглощающие и излучающие свойства, не коррелированные с пористостью, являются искажающими факторами.

Замедляющие свойства определяются прежде всего содержанием водорода в породах независимо от того, в каком химическом соединении присутствует этот элемент. Вода, нефть, газ заполняют поры, и это создает возможности применения методов для оценки пористости. Количество водорода в единице объема воды и нефти примерно одинаково, в газах – существенно меньше, поэтому газоносные пласты сильно отличаются на диаграммах НК от водо- и нефтеносных. Содержание водорода в глинах и гипсах примерно соответствует водо-нефтенасыщенным породам с пористостью 20...50 %, поэтому глинистые и сульфатизированные пласты выделяются, как коллекторы. Значительную роль играет замедление и рассеяние нейтронов на атомах хлора, кремния, кальция и т. д., что обуславливает зависимость показаний НК от литотипа пород и минерализации пластовых вод. Общая пористость пород по данным нейтронных методов может быть оценена с учетом таких факторов как литотип, глинистость, загипсованность и т. д.

Водородный индекс материала определяется как отношение концентрации атомов водорода в единице объема к концентрации атомов водорода в воде этого же объема.

Если водородный индекс воды равен 1, и парциальная концентрация водорода на единицу объема 1/9, водородный индекс изучаемого вещества равен

$$Hi = \frac{9n_H A_H}{\sum n_i A_i + n_H A_H} \sigma_b,$$

где A_H = атомный номер атомов водорода в веществе; A_i = атомный номер элемента i – не водорода; n_H = число атомов водорода в молекуле вещества; n_i = число атомов не водорода в молекуле вещества.

Табл. 4 иллюстрирует значение водородных индексов некоторых веществ.

Если прибор нейтронного каротажа опустить в бак с водой, где $Hi=1$, пористость будет определена как 1. Это эквивалент породы, на 100 % состоящей из воды.

Таблица 4

Материал	Формула	A_i	n_i	n_H	σ	H_i
Чистая вода	H_2O	16	1	2	1.000	1
Нефть	$(CH_2)_x$	12	1	2	0.78	1.003
Метан	CH_4	12	1	4	ρ_m	$2.25 \times \rho_m$
Газ	C_xH_y	12	1.1	4.2	ρ_g	$2.17 \times \rho_g$
Кварц	SiO_2	28,16	1,2	0	2.654	0.0
Кальцит	$CaCO_3$	40.12.16	1,1,3	0	2.710	0.0
Гипс	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	40.32.16	1,1,6	4	2.320	0.48

У нас есть опорная точка, водородный индекс которой равен 1, и пористость равна 1. Если прибор поместить в чистый известняк с нулевой пористостью $H_i=0$, так как в матрице кальцита нет атомов водорода. У нас есть еще одна фиксированная точка с водородным индексом и пористостью, равной 0 (рис. 49).

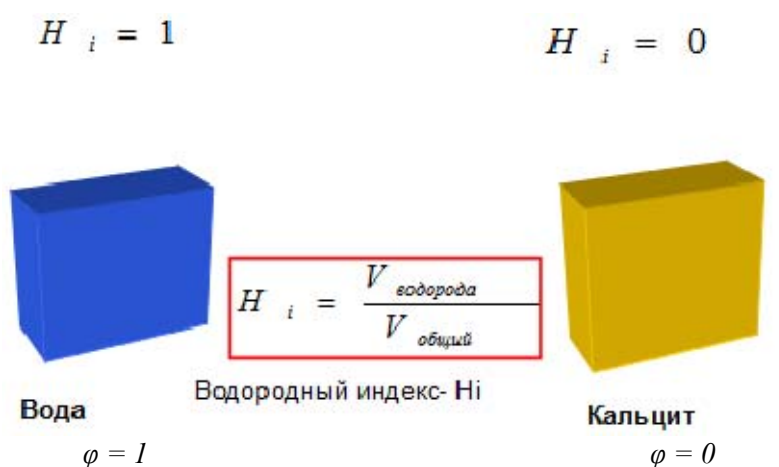


Рис. 49. Водородный индекс изменяется от 0 для кальцита с пористостью 0 до 1 для воды

Если прибор поместить в чистый известняк с некоторой пористостью, то она будет пропорциональна количеству воды в пласте, т.е. $H_i \neq 0$ для известняка, насыщенного водой.

Водородный индекс позволяет судить о пористости пласта, если поры полностью заняты водой. Водородный индекс зависит от числа импульсов нейтронов, которые регистрируются прибором. Таким образом, мы можем измерять пористость породы, матрица которой не содержит воду, а поры полностью заняты водой.

На практике матрицу породы составляют многие минералы, с разными свойствами поглощения нейтронов, но влияние водорода и хлора несопоставимо больше. Чтобы исключить ошибки в определении пористости, связанные с другими элементами, приборы нейтронного каротажа обязательно эталонируют. Показания НК сильно зависят от технических условий измерений – диаметра скважины, глинистой корки и ее свойств, промывочной жидкости, что требует введения соответствующих поправок. После ввода поправок, которые зависят от типа применяемых зондов и применяемой аппаратуры, получаемые значения носят название «нейтронная пористость» или «нейтронный индекс пористости».

Теоретическая модель пористости, определяемой нейтронными методами, в соотношении с истинной пористостью выражается формулой:

$$\varphi_N = \varphi S_{xo} \varphi_{N\phi} + \varphi (1 - S_{xo}) \varphi_{Nhc} + V_{sh} \varphi_{Nsh} + (1 - \varphi - V_{sh}) \varphi_{Nck},$$

где \emptyset - истинная пористость породы; \emptyset_N – пористость по диаграмме нейтронного каротажа; $\emptyset_{N_{гл}}$ – нейтронная пористость глин; $\emptyset_{N_{мк}}$ – нейтронная пористость матрицы; $\emptyset_{N_{пс}}$ – нейтронная пористость пласта, насыщенного углеводородным флюидом; $\emptyset_{N_{ф}}$ – нейтронная пористость пласта, насыщенного фильтратом бурового раствора; V_{sh} – объемная глинистость; $S_{хо}$ – насыщенность фильтратом бурового раствора в зоне проникновения.

В практике интерпретации данных однозондовых нейтронных методов широко применяется методика опорных пластов, в качестве которых обычно служат глинистые и плотные породы с предельными значениями пористости либо любые пласты известного состава и пористости.

Применение этой технологии может быть реализовано индивидуально по каждой скважине, но при больших массивах часто наблюдается большой разброс показаний или систематическое отличие данных от скважине к скважине, обусловленное различиями в условиях калибровки приборов. Для исключения этого явления целесообразно проводить нормализацию показаний по индивидуальным скважинам к опорной скважине, хорошо охарактеризованной керном с надежными петрофизическими данными. Принцип нормализации заключается в сопоставлении законов распределения показаний методов и приведении частного закона к закону опорной – рис. 50.

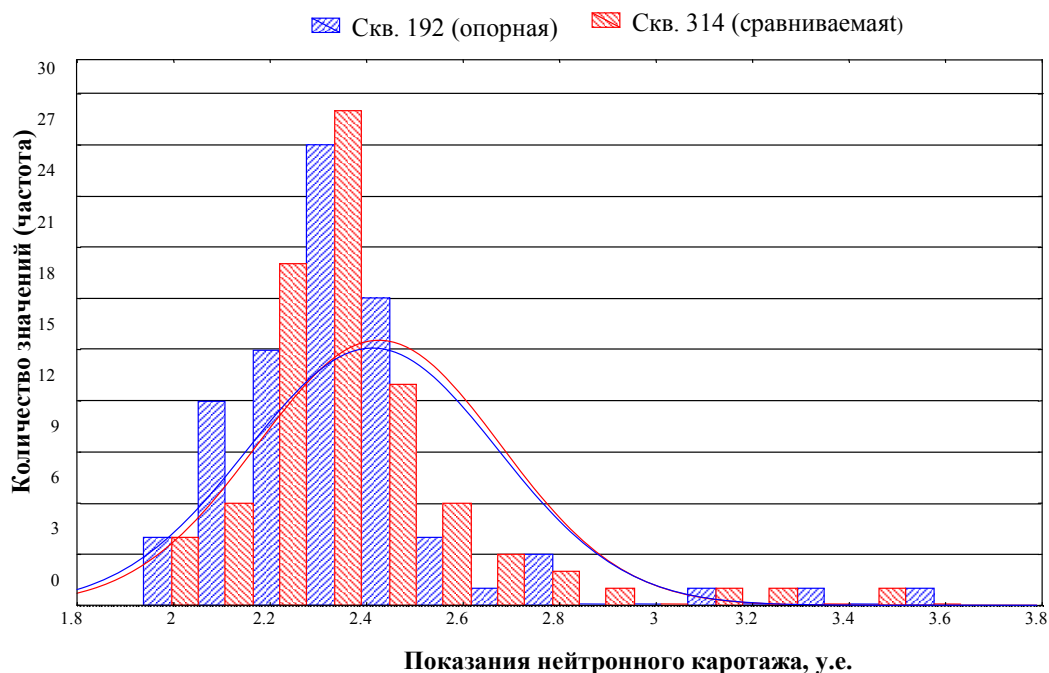


Рис. 50. Нормализация показаний нейтронного каротажа с использованием опорных скважин

При различии статистических параметров законов распределения (среднего арифметического и дисперсии) производится пересчет нормированных значений по анализируемой скважине к опорной с использованием формулы

$$N_n = N_{ср\text{оп}} + \left(\frac{N - N_{ср}}{St} \right) * St_{оп},$$

N_n – нормированное значение кривой НК исследуемой скважины; $N_{ср\text{оп}}$ – среднее значение кривой НК в опорном интервале опорной скважины; $St_{оп}$ – стандартное отклонение кривой НК в опорном интервале опорной скважины; $N_{ср}$ – среднее значение кривой НК исследуемой скважины в опорном интервале; St – стандартное отклонение кривой НК

исследуемой скважины в опорном интервале; N – текущее значение кривой в исследуемой скважине.

В случае использования различных модификаций нейтронного метода в разных скважинах необходимо иметь несколько опорных скважин. После нормализации выполняется расчет двойного разностного параметра с использованием методики опорных пластов и определение индекса нейтронной пористости относительно опорной скважины (рис. 51, 52)

$$I = (N_n - N_{оппл}) / (N_{опгк} - N_{оппл}),$$

где I – относительный нейтронный индекс; N_n – нормированное значение кривой НК исследуемой скважины; $N_{оппл}$ – значение кривой НК опорной скважины в опорном пласте плотных пород; $N_{опгк}$ – значение кривой НК опорной скважины в опорном пласте глин.

Нейтронная пористость находится по формуле:

$$\varphi = \varphi_{плл} + (\varphi_{гк} - \varphi_{плл}) * I,$$

где $\varphi_{плл}$ – пористость плотных пород опорного пласта по керну; $\varphi_{гк}$ – пористость глинистых пород опорного пласта.

Методология определения этих значений показана в первом разделе.

Выбор опорных пластов

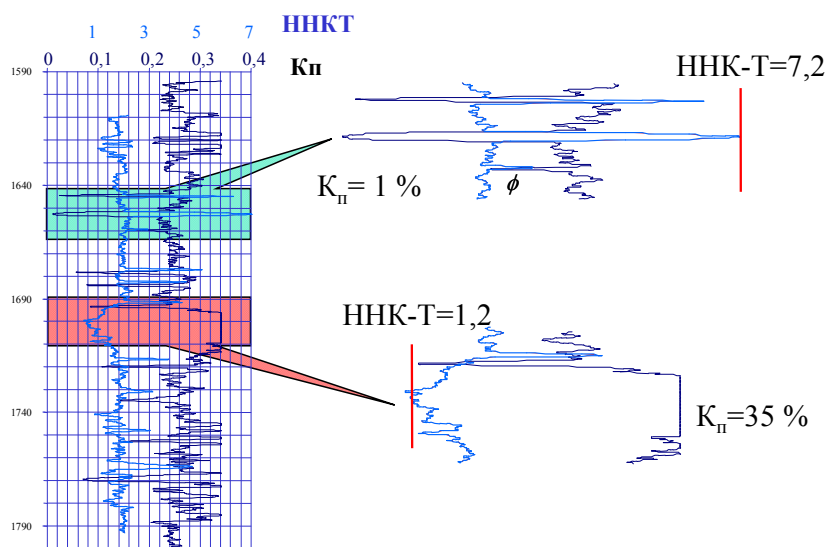
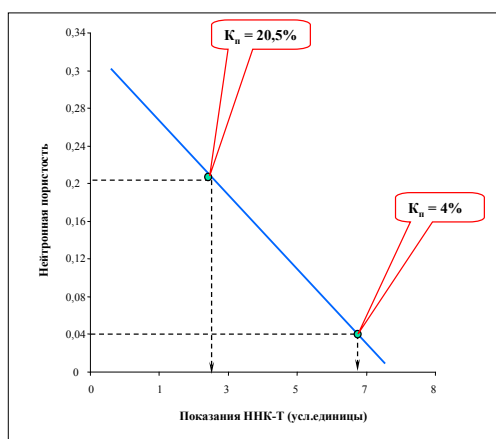


Рис. 51. Выбор опорных пластов для нормализации данных нейтронных методов

Модификации нейтронного каротажа. В зависимости от изучаемого эффекта взаимодействия нейтронов с горной породой различают следующие методы НК: нейтрон-нейтронный каротаж основанный на измерении плотности нейтронов, замедлившихся до надтепловых (единицы эВ) и тепловых энергий; каротаж нейтронный импульсный (ИНК), основанный на изучении скорости становления поля тепловых нейтронов. Некоторые методы НК подразделяются на модификации. Например, нейтронный гамма каротаж (НГК) основан на измерении интенсивности гамма-излучения радиационного захвата. Методы НК имеют небольшую глубинность исследования (до 30 см), и на их результаты большое искажающее влияние оказывают диаметр скважины, свойства

заполняющей ее жидкости, характер глинистой корки. Для уменьшения этого влияния применяются двухзондовые установки НК, которые позволяют измерять плотность нейтронов (как тепловых так и надтепловых) зондами двух размеров. Преимущество измерений потока нейтронов на разных расстояниях от источника состоит в том, что влияние неровностей стенок скважин, толщины глинистой корки, можно резко уменьшить, и получить результат измерений с меньшими погрешностями, если как информативный параметр рассматривать отношение показаний двух зондов.

Нормализация показаний НК-Т с определением пористости



- Кошайские глины
- Плотный пласт

Рис. 52. Нормализация данных нейтронных методов с определением пористости

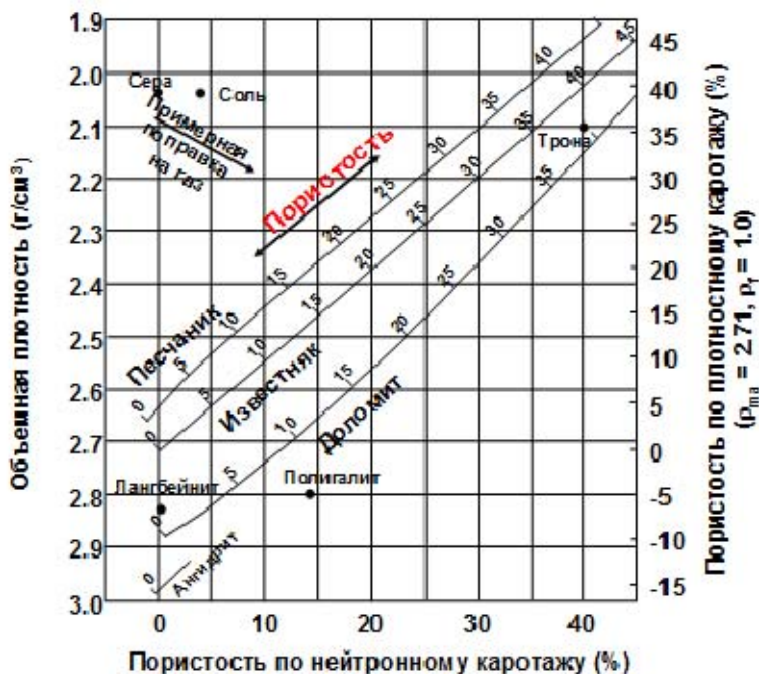


Рис. 53. Пример нейтронно-плотностного кросс-плота для определения пористости.

Определение пористости по комплексу методов. В тех случаях, когда каротаж выполнен несколькими методами, пригодными для определения пористости, для вычисления действительной пористости можно воспользоваться комбинационными номограммами – кросс-плотами. Наиболее часто используются комбинации нейтронно-

плотностных и нейтронно-акустических методов. На рис. 53, 54 показан типичные кросс-плоты (номограммы) для определения пористости чистых неглинистых пород [11, 21]. Правила пользования этими номограммами предельно просты и не требуют детальных пояснений. Значения геофизических параметров должны быть скорректированы за влияние скважинных условий.

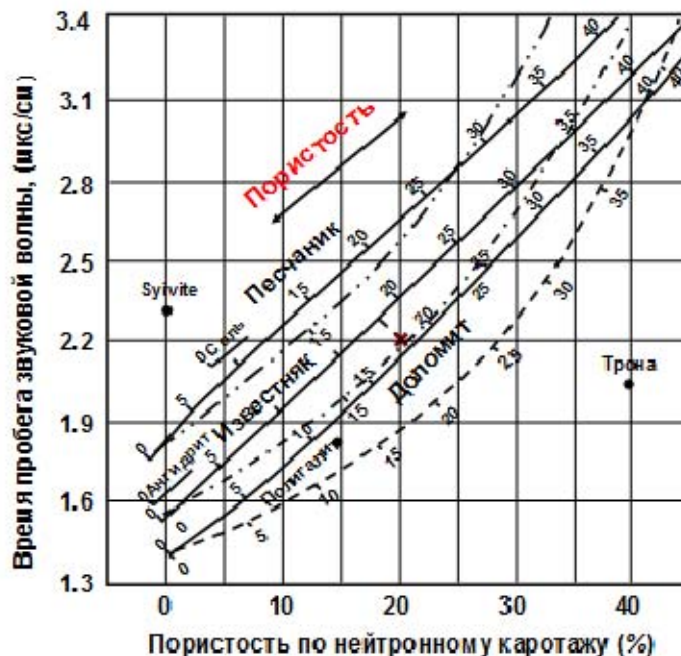


Рис. 54. Пример нейтронно-акустического кросс-плота для определения пористости.

В чистых неглинистых пластах, заполненных жидкостями (вода, нефть), пористость может быть определена по упрощенной формуле среднего

$$\varphi = \frac{\varphi_d + \varphi_N}{2},$$

а в газоносных пластах –

$$\varphi = \sqrt{\frac{\varphi_d^2 + \varphi_N^2}{2}}.$$

(Сплошные линии – уравнение среднего времени, штриховые – эмпирическое уравнение)

4.5. Определение флюидонасыщенности коллекторов

Флюидонасыщенность коллекторов – объем порового пространства, заполненного пластовой водой, нефтью и газом. Насыщенность определяется коэффициентами водо-, нефте- и газонасыщенности, которые характеризуют отношение объема пор, занятого конкретным видом флюида, по отношению к общему объему пор. Наиболее сложным является понятие водонасыщенности, т. к. вода может присутствовать в различных формах: в виде свободной воды – подвижной фазы, способной к перемещению в порах, в виде связанной воды, перемещение которой в порах невозможно в пределах достижимых давлений. Связанная вода образуется в пористой среде за счет поверхностно-молекулярных и капиллярных сил и соответствует минимальному содержанию воды в чистых неглинистых коллекторах. В глинистых горных породах обязательно присутствуют воды, связанные глинистыми минералами и входящие в состав кристаллической

решетки. Определение водонасыщенности S_w горных пород представляет собой задачу первостепенной важности, т. к. объем углеводородов в порах будет определяться как $(1 - S_w)$ [11, 14, 18].

Водонасыщенность **чистых неглинистых** коллекторов определяется по уравнению Арчи-Дахнова, если известно:

- - удельное электрическое сопротивление пласта R_t ;
- - пористость ϕ ;
- - удельное электрическое сопротивление пластовой воды R_w ;
- - коэффициенты уравнения Арчи a , m , n , характерные для горной породы

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\phi^m R_t} \right)^{1/n}.$$

Известно, что параметр пористости коллекторов определяется соотношением

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \alpha \phi^{-m},$$

$$S_w = \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/n},$$

поэтому справедливо соотношение.

Очевидно, что исходные величины должны быть заранее определены. Коэффициенты пористости определяются по плотностному, акустическому, нейтронному каротажу или керну, постоянные коэффициенты – по керну или специальным исследованиям ГИС, сопротивление пластовой воды – по данным анализа химического состава пластовых вод или данным метода ПС, истинное сопротивление коллектора – по диаграммам электрических методов с поправками за влияние скважины и зону проникновения.

В тех случаях, когда определение некоторых параметров, например, коэффициентов уравнения Дахнова – Арчи или параметра пористости, невозможно определить по керну, приближенные оценки могут быть получены по данным электрических методов с помощью диаграммы Пикетта или микрозондов.

Для оценки параметра пористости можно использовать данные регистрации кривых микрозондирования (потенциал-микрозонд и градиент-микрозонд) или микробокового каротажа, предполагая, что глубинность методов позволяет определить удельное электрическое сопротивление промытой части зоны проникновения в пласт (с учетом поправок за влияние скважины), где породы насыщены фильтратом бурового раствора, сопротивление которого известно по данным резистивиметрии и составляет величину R_{mf} . При этом предполагается 100 % насыщение породы фильтратом. Тогда

$$F = \frac{R_{xo}}{R_{mf}},$$

где R_{xo} – удельное электрическое сопротивление промытой части зоны проникновения.

Истинное удельное электрическое сопротивление пород пласта-коллектора R_t определяется по данным набора электрических каротажей с учетом влияния скважины и зоны проникновения фильтрата бурового раствора. Существует несколько вариантов решения задачи:

- интерпретация данных бокового электрического зондирования (БКЗ) с определением всех электрических параметров пласта и зоны проникновения. Методика да-

ет надежные результаты при попластовой интерпретации [13, 16, 18]. При поточечной интерпретации для нормализации значений R_t необходима увязка с данными индукционного каротажа по опорным глинистым пластам;

- интерпретация данных многозондового индукционного каротажа ВИКИЗ;
- экспресс-интерпретация данных однозондового индукционного каротажа с учетом поправок за геометрический фактор и скин-эффект. Получаемое значение сопротивления близко к истинному. Недоучет влияния зоны проникновения может привести к завышению или занижению величины истинного сопротивления, поэтому желательна коррекция значений R_t с учетом данных попластовой интерпретации БКЗ.

Определение водонасыщенности **глинистых коллекторов** значительно затруднено присутствием глинистой фракции, в которой может содержаться от 2 % до 40 % связанной воды от объема глин. Частицы глин имеют размер не более 2 микрон, что в 10–100 раз меньше, чем размер зерен песчаника. Электропроводность глинистой фракции очень высокая, соответственно ее присутствие уменьшает сопротивление горной породы и завышает водонасыщенность. Влияние глинистой фракции существенно зависит от типа глинистости, которая может быть представлена слоистой, структурной или рассеянной формами. Рассеянная глинистость локализуется в поровом пространстве, уменьшая эффективную пористость и сопротивление.

Современные модели учитывают наличие различных типов глин в породах, уравнение Арчи-Дахнова корректируется, приобретая более сложную форму. Существует множество вариантов уравнений для определения водонасыщенности глинистых песчаников [8, 11, 22].

Наиболее общий подход к проблеме определения водонасыщенности с учетом свойств глинистой фракции – это модели Ваксмана-Смитса (Waxman-Smiths или WS) и двойной воды (Dual Water или DW).

Эти модели требуют измерения емкости катионного обмена глинистой фракции и знания типа (минералогический состав) глин и форм ее распределения (слоистая, структурная или рассеянная формы).

Особенностью глинистых минералов является способностью удерживать молекулы воды на своей поверхности с образованием двойного электрического слоя. Структура и свойства вод этого слоя отличны от свободной воды и изменяются в зависимости от концентрации солей. Количество связанной воды и выражается (в граммах воды на миллиграмм-эквивалент катионного обмена) как $W=0.22+0.084/\sqrt{C}$, где C – концентрация хлорида натрия (моль/литр) в воде и может быть экспериментально определено на образцах керн глинистых песчаников. В иностранной литературе этот вид воды носит название граничной. Для каждого типа глины емкость катионного обмена различна:

- монтмориллонит – 1.00 мг-экв/г;
- иллит – 0.20 мг-экв/г;
- каолинит – 0.05 мг-экв/г.

Изменение электропроводности пород коллектора, обусловленное влиянием электрических свойств двойного электрического слоя, учитывается моделями Ваксмана-Смитса и двойной воды.

Модель Ваксмана-Смитса характеризуется уравнением:

$$C_n = (S_{wt} \cdot \varphi)^2 \left(C_w + \frac{BQ}{S_{wt}} \right).$$

Модель двойной воды описывается уравнением:

$$C_n = (S_{wt} \cdot \varphi)^2 \left[C_w \left(1 - \frac{WQ}{S_{wt}} \right) + \frac{BQ}{S_{wt}} \right],$$

где $C_{п}$ – истинная электропроводность породы, мСим/м, сопротивление пласта $Rt = 1/C_{п}$, Омм; B – катионная проводимость в мСим/м на мг-экв/г; Q – емкость катионного обмена глин в мг-экв/г; S_{wt} – общая водонасыщенность; ϕ – коэффициент общей пористости; C_w – электропроводность свободной воды в порах в мСим/м; W – количество связанной воды в порах, $W=0.22+0.084/\sqrt{C}$, где C – концентрация хлорида натрия (моль/литр) в воде.

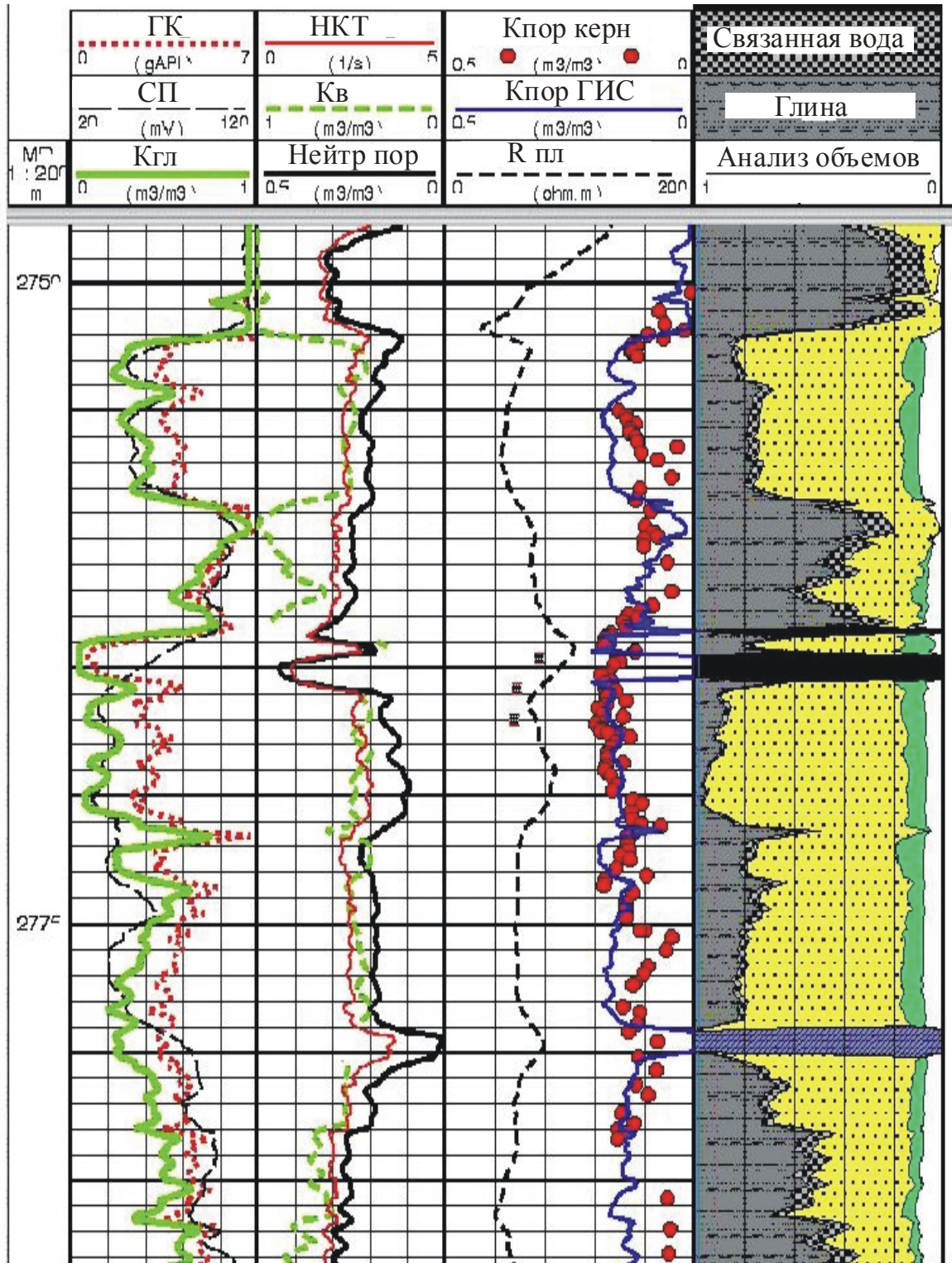


Рис. 55. Результаты комплексной поточечной интерпретации данных ГИС по скважине 187 Крапивинского месторождения

Величина B определяется по керну с применением уравнения для проводимости глинистых песчаников с известным Q , насыщенным водой различной минерализации или приближенно оценивается из экспериментальной зависимости

$$B = 4.6 \left[1 - \left(0.6 \exp \left(\frac{-0.77}{R_w} \right) \right) \right],$$

где R_w – удельное электрическое сопротивление пластовой воды.

Уравнения записаны для случая коэффициентов Арчи (если $a=1$, $n=2$, $m=2$).

Для вычисления истинной водонасыщенности это уравнение решается относительно S_{wt} , если другие параметры известны по данным ГИС или керна.

Другие уравнения для определения водонасыщенности песчано-глинистых пород с рассеянной глинистостью [8, 11]:

Уравнение Симанду (Simandoux)

$$S_w = \frac{a \rho_e}{2 \varphi^m} \left(\left(-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 \varphi^m}{a \cdot R_t \cdot R_w}} \right).$$

Индонезийское уравнение

$$S_w = \frac{1}{\sqrt{\frac{n}{2} \left(\left(\frac{\varphi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right) + \left(\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2} \right)}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \right)} \cdot \sqrt{R_t}}$$

где V_{sh} , R_{sh} – объемная глинистость и удельное электрическое сопротивление глин.

Выбор того или иного уравнения для оценки водонасыщенности определяется только качеством набора исходной информации экспериментальным опробованием в сопоставлении с данными лабораторной петрофизики. На основании выбранных моделей производится поточечный расчет водонасыщенности коллекторов – рис. 55.

4.6. Прогноз проницаемости по данным ГИС

В типовом комплексе ГИС отсутствуют методы для прямого определения величины абсолютной проницаемости, поэтому реальной является только возможность прогнозирования этого параметра по комплексным данным с использованием различных вариантов корреляционных зависимостей.

Типичной формой связи, используемой для решения этой задачи, является нелинейная зависимость проницаемости от пористости. При использовании этой информации для прогноза проницаемости по данным ГИС, необходимо учитывать изменчивость коэффициентов уравнений в зависимости от литотипа пород и условий осадконакопления. В этой связи обязательна последовательная интерпретация, позволяющая

- определить литологическую характеристику пород по комплексу ГИС;
- обобщить геологическую информацию с уточнением границ литофациальных областей и построением зональной седиментологической модели;
- определить пористость пород с учетом влияния глинистости;
- выбрать типичные уравнения пористости и проницаемости, характерные для конкретных литотипов пород и седиментологической зональности;
- выполнить расчет прогнозных значений абсолютной проницаемости.

Данный подход является классическим, но его реализация показывает, что из-за дисперсии коэффициентов уравнений связи прогнозные значения проницаемости могут определяться с достаточно большой ошибкой.

В некоторых случаях наблюдается достаточно уверенная корреляционная связь проницаемости с данными различных методов ГИС. Например, в литературе приводится большое количество экспериментальных статистических уравнений связи проницаемости с нормированными значениями поля ПС ($\alpha_{ПС}$) или двойным разностным параметром поля естественной гамма активности. Но действие этих уравнений ограничено частными месторождениями [8, 16, 18, 19].

Более общие варианты прогноза проницаемости, предлагаемые зарубежными специалистами, требуют учета остаточной водонасыщенности пород, определение которой по данным ГИС, как показано выше, тоже зависит от выбранных моделей расчетов и проблематично. Тем не менее, наиболее часто рекомендуемыми уравнениями являются [8, 11]:

$$k^{0.5} = \frac{250 \cdot \varphi^3}{Swi}, \text{ уравнение Тиксье (Tixier),}$$

$$k^{0.5} = \frac{100 \cdot \varphi^{2.25}}{Swi}, \text{ уравнение Тимура (Timur),}$$

$$k^{0.5} = \frac{300}{w^4} \cdot \frac{\varphi^w}{Swi^w}, \text{ уравнение Коатса-Думанойра (Coates – Dumanoir),}$$

где W принимается равным коэффициентам m и n уравнения Дахнова – Арчи,

$$k^{0.5} = 100 \cdot \frac{(1 - Swi) \cdot \varphi^2}{Swi}, \text{ уравнение Коатса (Coates).}$$

Во всех уравнениях Swi – остаточная водонасыщенность, K – проницаемость, φ – пористость пород.

4.7. Метод ЯМР при определении коллекторских свойств пород

Ядерно-магнитный резонанс связан с физическим принципом, заключающимся в реакции ядер на магнитное поле. Водород обладает сравнительно большим магнитным моментом и присутствует в пластовых водах и углеводородах порового пространства горных пород. Настроив используемый при ЯМК каротажный зонд на частоту магнитного резонанса водорода, можно измерить данный сигнал. Величина амплитуды сигнала при ЯМР пропорциональна числу ядер водорода и позволяет определить пористость. Время релаксации (затухания сигнала) зависит от размера пор, и распределение времен релаксации является мерой распределения размеров пор. В результате интерпретации времен релаксации и их распределений можно получить такие петрофизические параметры как проницаемость, динамическая (эффективная) пористость и остаточная водонасыщенность.

Пористость. К традиционным исследованиям пористости в скважинах относятся пористость, определяемая по плотностному каротажу и «нейтронная пористость». Оба вида измерений нуждаются в корректировке за условия окружающей среды и подвержены влиянию литологии и пластовых флюидов. Получаемая пористость является общей и включает и извлекаемые флюиды, и связанную воду в глинах и капиллярах, и влияние скелета горной породы (ядра водорода в кристаллических решетках минералов, атомы элементов с большим сечением захвата и т. д.). Пористость ЯМР не под-

вержена влиянию литологии, так как включает в себя только извлекаемые флюиды и связанную воду в капиллярах.

Проницаемость. Наиболее важной особенностью ядерно-магнитного каротажа является его способность регистрировать кривую проницаемости по разрезу в реальном времени. Потенциальные выгоды для нефтяных компаний представляются огромными. Проницаемость рассчитывается, исходя из эмпирических зависимостей между пористостью по данным ЯМК и средними величинами времени релаксации. Эти зависимости были разработаны по результатам измерений проницаемости для минерализованной пластовой воды и по данным ЯМК, выполненных в лабораторных условиях на нескольких сотнях образцов керна.

Индекс свободных флюидов. Значение индекса свободных флюидов определяется путем установления границы на кривой релаксации. Значения, превышающие граничное, указывают на наличие крупных пор, не способных удерживать флюиды, и поэтому потенциально продуктивных, а значения, меньшие граничного – на мелкие поры, в которых неизвлекаемые флюиды удерживаются капиллярными силами.

Эффективность применения метода ЯМР иллюстрируется примерами на рис. 56, 57. Первый из них иллюстрирует калибровку данных метода ЯМР в сопоставлении с кернавым материалом. Очевидна высокая степень корректности определения фильтрационно-емкостных параметров. На примере исследования песчано-глинистого коллектора на рис. 56 видно, что распределения времени релаксации в нижней части разреза представленной скважины смещены в сторону больших значений времени спектра распределения, указывая на наличие пор большого размера. Выше и ниже этого интервала наблюдается смещение в сторону меньших значений времен спектра, что означает присутствие в породах пор малого размера. Пласты с улучшенными свойствами расположены в самом низу выделяемого интервала и разделены глинистым пропластком. Вверх по разрезу пористость и проницаемость постепенно уменьшаются с одновременным возрастанием количества невытесняемой (остаточной) воды.

Сопоставление пористости и проницаемости полученных по ЯМР с керном

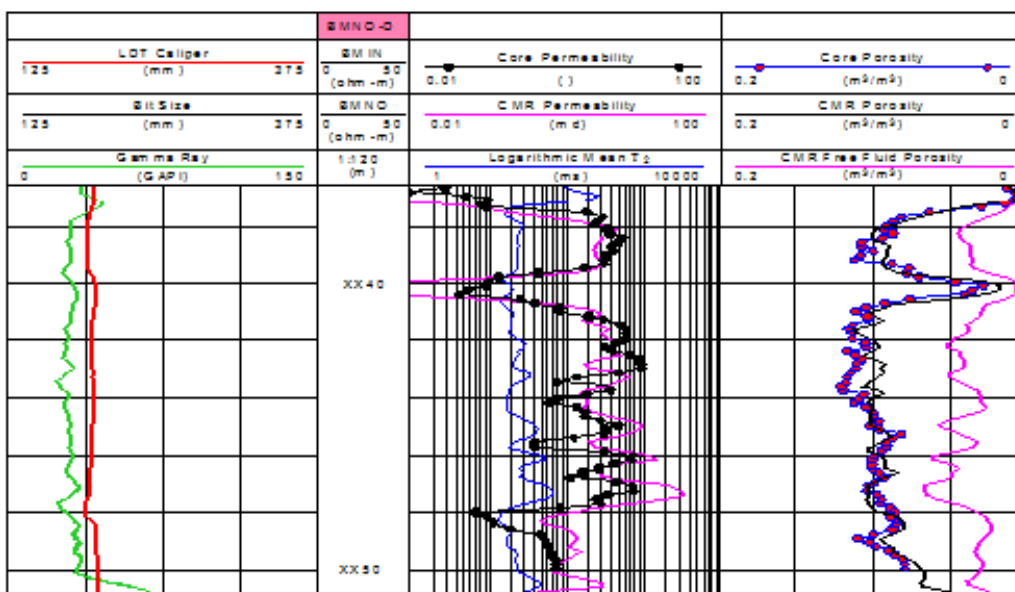


Рис. 56. Сопоставление пористости и проницаемости по ЯМР и керну

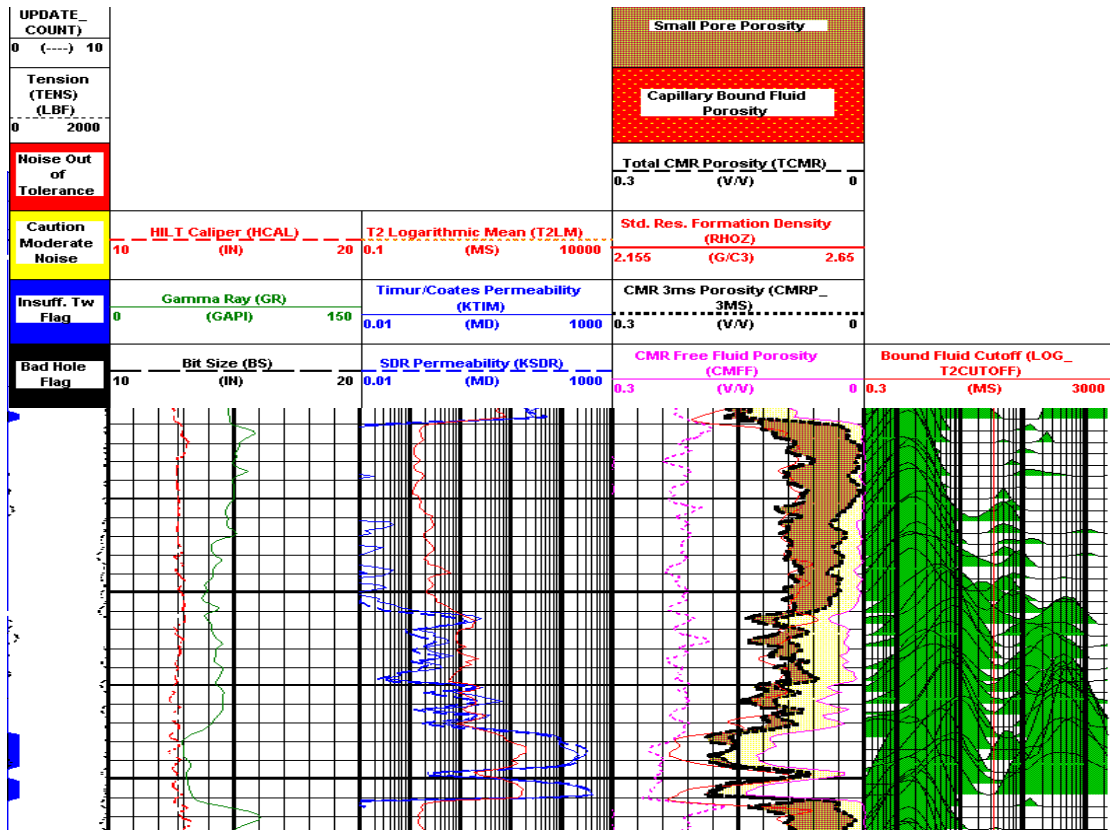


Рис. 57. Интерпретация данных ЯМР

5. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Геофизические методы широко применяются для изучения технического состояния бурящихся и эксплуатационных скважин. Для этого разработаны скважинные приборы, специальные методики проведения исследований, которые реализуют принципиальные возможности различных геофизических методов.

В настоящее время геофизическими методами возможно решение следующих задач: контроль положения ствола скважины в пространстве (инклинометрия); измерение диаметра и профиля ствола скважины (кавернометрия и профилометрия); исследование состояния цементного камня за обсадной колонной; контроль за состоянием обсадных колонн; определение мест притоков и поглощений; установление затрубной циркуляции; определение мест прихвата бурового инструмента в скважине; установление местоположения искусственного забоя, уровня воды, нефти в скважине; исследование зон гидроразрыва пласта; определение местоположения металлических предметов в скважине; установка цементных мостов, разобщающих пакеров и т. д.

Информация о техническом состоянии скважин, получаемая геофизическими методами, необходима для успешной проводки и завершения строительства скважины; для контроля за разработкой месторождения; для проведения ремонтных работ в эксплуатационных и нагнетательных скважинах.

Кроме того, данные о техническом состоянии скважин способствуют повышению эффективности геологической интерпретации геофизических исследований. Виды геофизических исследований, которые проводятся в бурящихся и обсаженных скважинах с целью изучения их технического состояния, и решаемые при этом задачи показаны на показанной ниже схеме – рис. 58.

5.1. Методы оценки состояния ствола скважины

5.1.1. Инклинометрия скважин

Наклонно направленное бурение уже практически стало основным видом бурения как на суше, так и на море при проходке скважин со стационарных морских платформ. Одновременно существует тенденция повышения требований к точности попадания забоя скважин в заданную точку и к соблюдению проектного профиля скважины. Поэтому необходимо обеспечивать эффективный контроль пространственного положения ствола скважин.

Инклинометрия – метод определения пространственных координат скважины, позволяющий установить правильность бурения в заданном направлении.

Таким образом, под основной задачей инклинометрии понимается контроль за положением в пространстве оси ствола наклонно направленной скважины.

В результате проведения инклинометрических измерений и их обработки должны быть получены данные о положении каждой точки ствола скважины в пространстве.

Принятое понятие инклинометрии несколько шире, чем это следует из самого термина. Инклинометр – это прибор, с помощью которого измеряются зенитный угол (*incline* – наклон) и азимут в отдельных точках ствола скважины, а *инклинометрия* – процесс замера с использованием инклинометра и последующее определение пространственных координат ствола. Принятое понятие инклинометрии включает также приборы и системы контроля, где пространственное положение ствола принципиально определяется другими методами.

Развитие и совершенствование инклинометрии происходит в следующих направлениях: повышение точности определения пространственного положения оси ствола

скважины и оперативности получения инклинометрической информации, снижение затрат на производство инклинометрических измерений.

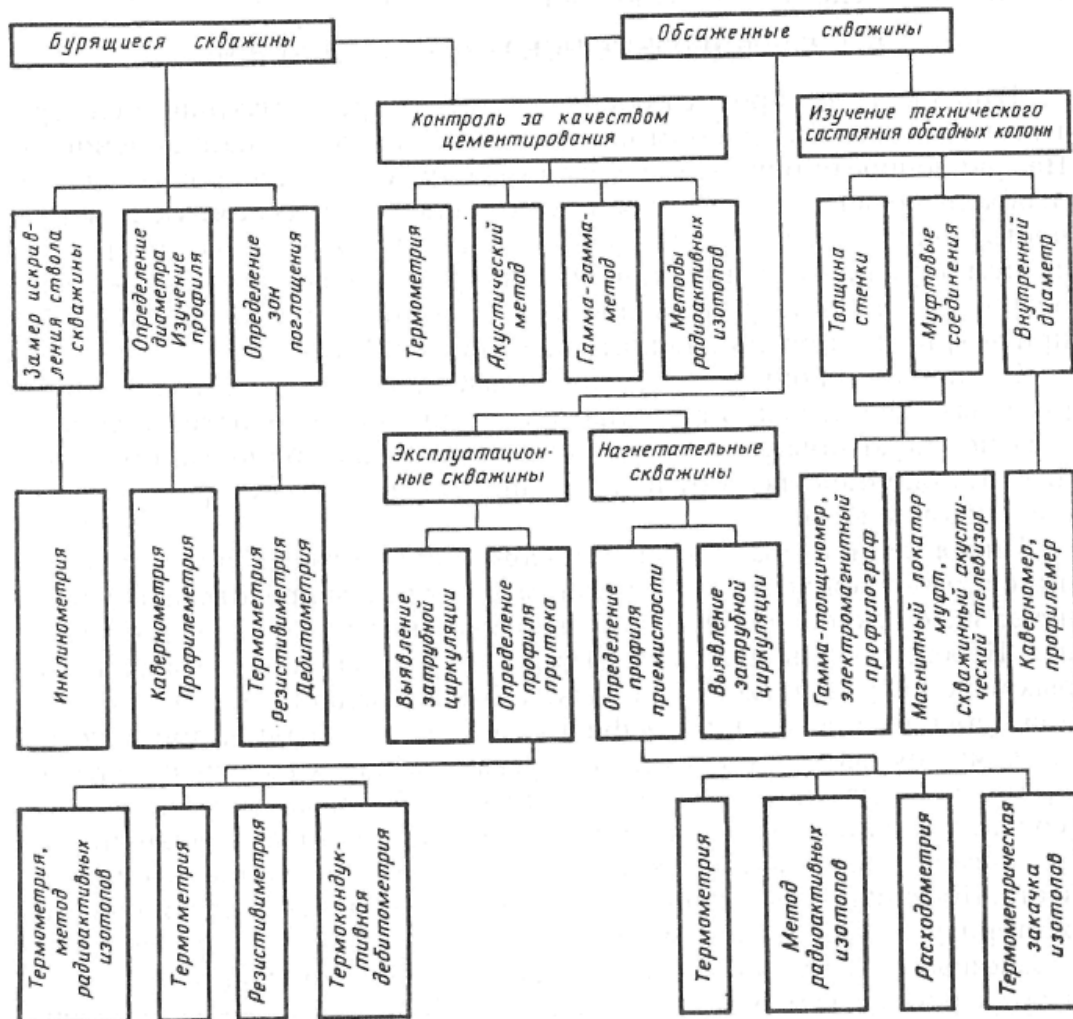


Рис. 58. Виды промыслово-геофизических исследований

Скважины в зависимости от геологических, геоморфологических и других условий проектируют или вертикальные или наклонно-направленными. В процессе бурения ствол скважины обычно отклоняется от заданного направления из-за влияния ряда геологических и технических факторов, т. е. искривляется.

На рис. 59. схематически изображено положение ствола скважины в пространстве. На определенном интервале глубин оно характеризуется углом отклонения скважины от вертикали δ и азимутом φ . Плоскость, проходящую через вертикаль и ось скважины на данном ее участке, называют плоскостью искривления. Сведения об искривлении скважины необходимы для установления положения ее забоя в пространстве, при построении профильных геологических разрезов, структурных и других геологических карт.

Инклинометрические приборы

Классификация инклинометрических систем проведена по нескольким уровням. На первом уровне в основе классификации лежит главная эксплуатационная функция, определяемая наличием или отсутствием канала связи забой-устье, так как от этого зависят возможности использования инклинометрических приборов и систем. По этому признаку все инклинометры делятся на 2 класса:

- Автономные (без канала связи):
 - многоточечный фотоинклинометр МТ-1;
 - автономный цифровой инклинометр «Наклон».
- С каналом связи забой-устье:
 - инклинометры КИТ и КИТА;
 - непрерывный цифровой инклинометр ИН1-721;
 - гироскопический инклинометр ИГ-36.

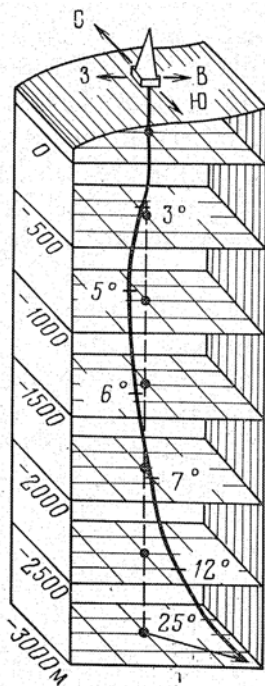


Рис. 59 Схема фактического положения ствола скважины в пространстве

В данной курсовой работе будут рассматриваться инклинометры с каналом связи забой-устье, следовательно логично предоставить их классификацию.

Приборы и системы с каналом связи забой-устье, требующим остановки бурения, можно классифицировать по следующим признакам:

- По числу контролируемых параметров:
 - контролируют один параметр (угол установки отклонителя);
 - контролируют зенитный угол и азимут.
- По физическому принципу, положенному в основу работы датчиков инклинометра:
 - механические (инклинометр ИМ-1);
 - электрические;
 - гироскопические (инклинометр ИГ-36) и т. д.
- По способу регистрации:
 - одноточечные;
 - многоточечные (инклинометры КИТ и КИТА);
 - непрерывные (инклинометр ИН1-721).

Инклинометры КИТ и КИТА

Инклинометр КИТ (рис. 60) и его модификация КИТА – наиболее массовые приборы в отечественной практике, используемые при бурении нефтяных и газовых скважин. Модификации отличаются величиной максимального рабочего гидростатического давления, которое составляет для инклинометра КИТ 60 МПа, а для инклинометра КИТА – 120 МПа.

Техническая характеристика

Диапазон измерения зенитного угла, градус.....	0...50
Диапазон измерения азимута, градус.....	0...360
Максимальная основная погрешность измерения КИТ, мин:	
зенитного угла.....	±30
азимута.....	±4
Время успокоения чувствительных элементов КИТ, с.....	12
Диапазон рабочих температур, °С.....	(-10)÷120
Напряжение питания скважинного прибора, В.....	270
Диаметр скважинного прибора, мм:	
КИТ.....	60
КИТА.....	74
Максимальное гидростатическое давление, МПа:	
КИТ.....	60
КИТА.....	120
Длина скважинного прибора с удлинителем, мм.....	1800

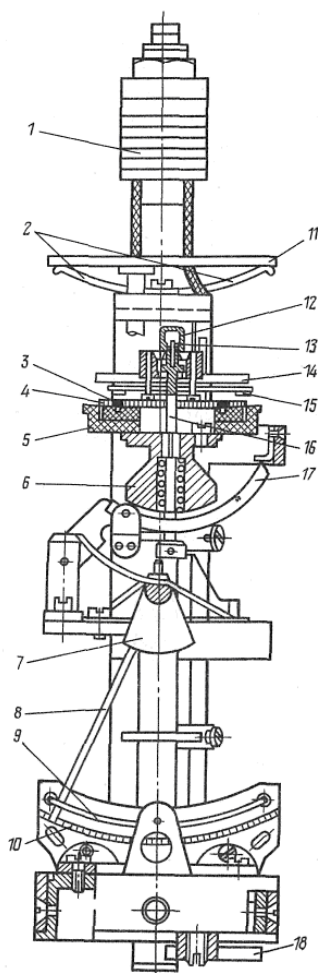


Рис. 60. Датчик инклинометра КИТ:

плоскость наружной рамки перпендикулярна к плоскости чертежа.

- 1 – токосъемное кольцо с коллектором; 2 – возвратные пружины; 3 – токосъемное кольцо;
 4 – кольцевой реохорд; 5 – пластмассовый корпус; 6 – груз; 7 – отвес; 8 – конец стрелки;
 9 – дужка конца стрелки; 10 – реохорд; 11 – нажимное кольцо; 12 – колпачок с агатовым подшипником;
 13 – острие; 14 – магнитная стрелка; 15 – изолированный пружинный контакт;
 16 – подвижная ось; 17 – дугообразный рычаг; 18 – груз

Инклинометры КИТ и КИТА предназначены для измерения угла и азимута искривления необсаженных скважин. Аппаратура рассчитана на совместную эксплуатацию с каротажной станцией СК-С, с унифицированным источником питания УИП-К и может работать с каротажным кабелем любого типа длиной до 5 000 м.

Инклинометр КИТ (КИТА) состоит из скважинного прибора и наземной панели. Пространственное положение инклинометра определяется с помощью трех чувствительных элементов: рамки, отвеса и буссоли. Рамка, благодаря закреплению на ней груза, центр тяжести которого смещен относительно оси вращения рамки, устанавливается так, что ее главная плоскость, проходящая через ось вращения системы и центр тяжести груза, совпадает с плоскостью наклона прибора.

Отвес, плоскость качания которого совпадает с главной плоскостью наклона рамки, кинематически связан с реостатным преобразователем – реохордом азимутов.

С помощью коллектора с тремя контактными кольцами и двух пар щеток, расположенных в верхней части рамки, к измерительной схеме пульта подключаются либо реохорд углов, либо реохорд азимутов, сопротивление которых изменяется пропорционально зенитному углу и азимуту отклонения оси скважины. Для проведения измерений зенитного угла и азимута переключением на наземной панели производится фиксация чувствительных элементов с помощью электромагнита.

Конструктивно скважинный прибор состоит из электронного блока диаметром 45 мм, заполненного демпфирующей жидкостью, состоящей из смеси керосина и жидкости ПЭС-4. Наземная панель выполнена на унифицированном шасси, на котором размещены органы управления, измерительные приборы и разъем для подключения каротажного кабеля.

Непрерывный цифровой инклинометр ИН1-721

Предназначен для непрерывного автоматического измерения азимута, зенитного угла и глубины скважины до 5 000 м с регистрацией результатов в цифровом и аналоговом виде. Результаты измерения используются для точного определения скважины.

Техническая характеристика

Диапазон измерения зенитного угла, градус.....	0...100
Диапазон измерения азимута, градус.....	0...360
Максимальная основная погрешность измерения КИТ, мин:	
зенитного угла в диапазоне зенитных углов 3...100 °С, мин.....	±24
азимута в диапазоне зенитных углов 3...100 °С, градус.....	±2
Диапазон рабочей температуры окружающей среды для скважинного прибора, °С.....	(-50)÷150
Максимальное рабочее гидростатическое давление на скважинный прибор, Мпа.....	60
Скорость непрерывного измерения, м/ч.....	1 000
Габаритные размеры (диаметр*длину) скважинного прибора, мм.....	73*3 000
Масса, кг.....	60

В инклинометре использованы магнитные датчики азимута, поэтому его можно применять в необсаженных скважинах глубиной до 5 000 м. Отличительной особенностью инклинометра ИН1-721 является способность проводить измерения при непрерывном подъеме скважинного прибора со скоростью до 1 000 м/ч с автоматической регистрацией усредненных в заданном интервале глубины результатов

измерений в цифровой форме с привязкой их к глубине. Результаты измерений в десятичном коде регистрируются на бумажную ленту при помощи устройства вывода буквенно-цифровой информации на печать типа ЭУМ-23Д с одновременным выводом на цифровое табло.

Скважинный прибор состоит из двух разъемных частей – блок датчиков и электронного блока, соединенных между собой механически и электрически. Блок датчиков содержит 2 преобразователя: азимута и зенитного угла. Электрические сигналы поступают в электронный блок, где усиливаются, модулируются и передаются по кабелю в наземный прибор. В инклинометре используется четырехканальная телеизмерительная система с частотной модуляцией и частотным разделением сигналов.

Блок датчиков имеет кожух, заполненный веретенным маслом АУ. Внутри кожуха при помощи подшипников закреплена поплавковая рамка с эксцентричным грузом, на которой установлены преобразователи азимута и зенитного угла. Преобразователь зенитного угла представляет собой маятник, закрепленного на валу бесконтактного синусно-косинусного трансформатора (БСКТ), включенного в режиме фазовращателя. Преобразователь азимута выполнен на двух взаимно перпендикулярных феррозондах, устанавливаемых в горизонтальную плоскость при помощи маятника. Феррозонды также включены в фазовращательном режиме.

Преобразователи зенитного угла и азимута электрически связаны с разъемом, соединяющим блок датчиков с электронным блоком, при помощи блока маломоментного токосъема, который представляет собой также поплавковую рамку с эксцентричным грузом. На оси рамки закреплен контактный токосъем. Преобразователи зенитного угла и азимута соединены с контактным токосъемом проводами, проходящими внутри герметичных поплавковых рамок, и маломоментным спиральным токоподводом, соединяющим эти рамки.

При такой конструкции точность установки значительно возрастает, особенно малых зенитных углах скважины, и определяется только моментом трения подшипников и упругим моментом спирального токоподвода.

Для увеличения точности непрерывного измерения при движении прибора в скважине, а также для повышения надежности инклинометра узлы блока датчиков закреплены в кожухе при помощи амортизирующих пружин и резиновых колец.

В сравнении с существующими аналогами инклинометр непрерывный цифровой ИН1-721 обладает следующими преимуществами: более точен; обеспечивает цифровую регистрацию; работает в непрерывном режиме, что позволяет повысить производительность труда и уменьшить простой скважин; имеется цифропечатающее устройство. Инклинометр эксплуатируется в составе каротажной станции с применением как одножильного, так и трехжильного бронированного каротажного кабеля.

Зенитный угол и азимут считываются с соответствующих шкал пульта управления. Деления на шкалах нанесены равномерно. Всеми функциями прибора управляют с помощью пульта, в том числе и поочередным подключением цепей зенитного угла и азимута. При переключении одновременно с подключением цепей в скважинном приборе прижимаются щетки. Прижатие щеток только в момент измерения способствует значительному увеличению точности.

Измерительная часть скважинного прибора схематично показана на рис. 62 В корпусе, находящемся в скважине, расположены устройство измерения зенитного угла с двумя карданными рамками и гироскопическая система. Наружная рамка с эксцентричным грузиком устанавливает ось вращения измерительного реохорда зенитного угла перпендикулярно к апсидальной плоскости. Реохорд при наклоне поворачивается под действием грузика. Съём сигнала осуществляется щеткой. Реохорд азимута, жестко связанный с наружной рамкой, поворачивается одновременно с ее поворотом.

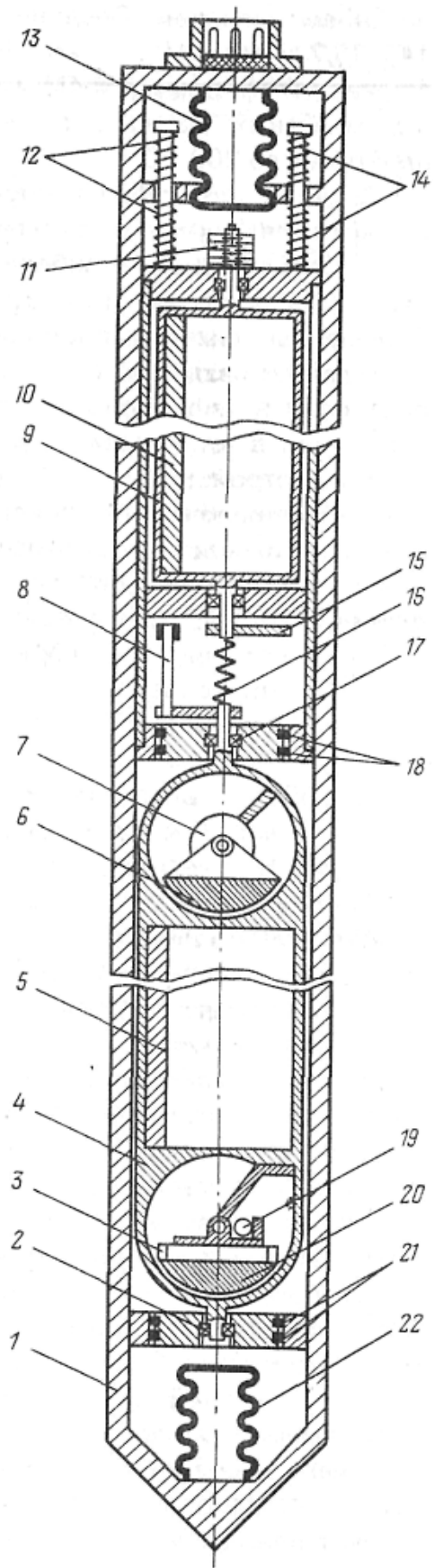


Рис. 61. Блок датчиков
инклинометра ИИИ-721/

- 1 – кожух;
- 2 – подшипник;
- 3 – феррозонд;
- 4 – поплавковая рамка;
- 5 – эксцентричный груз;
- 6 – маятник;
- 7 – БСКТ;
- 8 – упор;
- 9 – поплавковая рамка;
- 10 – эксцентричный груз;
- 11 – контактный токосъем;
- 12 – амортизирующие пружины;
- 13 – резиновый сильфон;
- 14 – амортизирующие пружины;
- 15 – ограничитель;
- 16 – маломоментный спиральный токоподвод;
- 17 – подшипник;
- 18 – резиновые кольца;
- 19 – феррозонд;
- 20 – плоскость качания маятника;
- 21 – резиновые кольца;
- 22 – резиновый сильфон

Гирскопический инклинометр ИГ-36

Гирскопический инклинометр ИГ-36 является модификацией ранее выпускавшихся инклинометров ИГ-70 и ИГ-50. Цифра в обозначении – диаметр скважинного прибора в миллиметрах.

Техническая характеристика

Диапазон измерения зенитного угла, градус.....	0...60
Погрешность измерения зенитного угла, мин.....	±30
Диапазон измерения азимута, градус.....	0...360
Погрешность измерения азимута, градус, для зенитных углов:	
2...4 °С	±6
4...25 °С	±5
25...45 °С	±10
Курсовой уход гироскопа в статических условиях за 30 мин, градус, при зенитных углах:	
0...25 °С	±5
25...45 °С	±8
Температуры окружающей среды, °С	10...70
Максимальное гидростатическое давление, МПа.....	25
Каротажный кабель.....	трехжильный

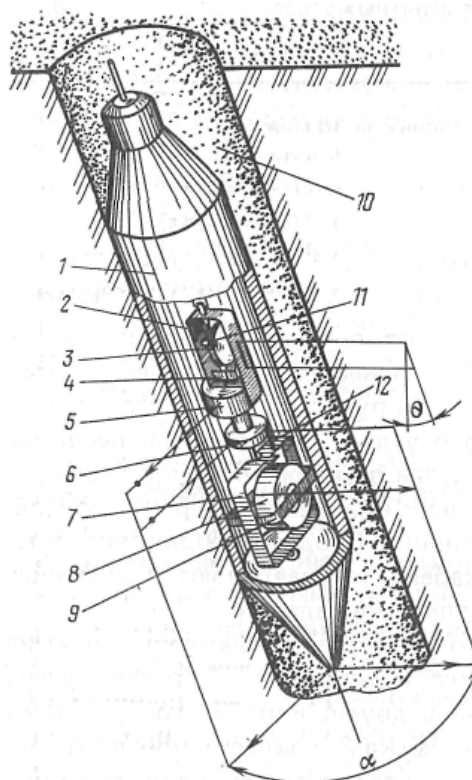


Рис. 62. Устройство датчика гирскопического инклинометра.

- 1 – корпус; 2 – наружная рамка; 3 – ось вращения; 4 – грузик;
 5 – эксцентричный грузик; 6 – реохорд азимута; 7 – кардановое кольцо; 8 – гироскоп;
 9 – внутреннее кольцо; 10 – скважина; 11 – щетка; 12 – щетка азимута

Ниже устройства измерения зенитного угла расположена гирскопическая система. Ее основой является гироскоп в карданном подвесе с внутренним кольцом и наружным

кольцом. Ось вращения гироскопа – горизонтальная. Сохраняя в пространстве направление главной оси, гироскоп стабилизирует в определенном положении систему кардановых колец (рамок), а также механически закрепленную на наружном кардановом кольце щетку реохорда азимута. Азимут определяется по величине относительного разворота щетки и реохорда.

Приведенный выше способ определения азимута обеспечивает необходимую точность только при наличии небольшого зенитного угла. С увеличением последнего растет так называемая карданная ошибка, вносящая погрешность в показания азимута и являющаяся методической ошибкой. Инклинометр ИГ-36 имеет специальное устройство компенсации карданной ошибки, вносящее поправку в показания прибора. Это устройство расположено в пульте управления.

Перед началом работы инклинометра необходимо визировать на заданное направление. Если азимут отсчитывается от направления на север, скважинный прибор следует направлять на север, или иметь соответствующие приборы, позволяющие при визировании определить его. Для визирования используются штатив и специальное визирное устройство.

Спуск прибора в скважину рекомендуется проводить со скоростью 1...2 м/с. В точке замера прибор останавливают не менее чем на 5 сек. Измерения проводят при спуске. Каждый раз фиксируется время, когда проводился замер на данной глубине. При подъеме скважинного прибора делают контрольные измерения в тех же самых точках, что и при спуске, и также фиксируется время замера. После извлечения из скважины прибор вновь устанавливают в штативе в первоначальном направлении визирования. Проводят контрольный замер азимута, записывают время проведения замера, которое потребуется в случае внесения поправки в результаты измерений азимута. Поправка устанавливается на основе расхождения в величинах начального и конечного азимутов, вызываемого дрейфом гироскопа. При этом предполагается, что уход гироскопа происходит линейно во времени.

Обработка данных инклинометрии

Процесс получения данных о пространственном положении ствола скважины включает два этапа: получение первичной инклинометрической информации с помощью различных технических средств и обработку этой информации, причем роль обработки достаточно высока. Основная задача обработки – определение положения ствола скважины, причем соответствующим выбором метода расчета можно повысить точность результата при том же числе точек измерений. Существует ряд математических методов построения траектории ствола скважины по данным инклинометрических измерений. Однако задачи обработки значительно шире.

Для кустового наклонно направленного бурения задачи обработки инклинометрической информации сводятся к следующему:

- 1) ввод и первичная обработка измерительной информации;
- 2) контроль достоверности применяемой информации;
- 3) упорядочение и слияние массивов измерений, полученных при многократных замерах;
- 4) накопление информации по скважине и по кусту скважин;
- 5) построение траектории ствола скважины в пространственных координатах (x, y, z) с оценкой доверительной области расположения забоя и вероятности попадания в круг допуска;
- 6) оценка вероятностно-статистических характеристик инклинометрических измерений в скважине;
- 7) сравнение фактической траектории ствола скважины с проектной и выявление опасных отклонений от проекта;
- 8) прогноз траектории ствола скважины по результатам измерений;
- 9) определение опасности встречи ствола бурящихся скважин с уже пробуренными скважинами.

Одни из перечисленных задач решаются непосредственно на буровой, другие – при последующей обработке в вычислительных центрах. Решение задач на буровой зависит от применяемых технических средств, наличия на буровой ЭВМ и связи буровой с вычислительным центром и т. д. В простейшем случае решается основная задача построения траектории ствола скважины по упрощенным алгоритмам, позволяющим проводить вычисления вручную или с использованием калькуляторов, делается приближенный прогноз.

Задачи оперативного контроля тесно связаны с задачами проектирования оптимального профиля, а также с задачами оперативного управления процессом проводки наклонно направленной скважины. По существу контроль и управление можно рассматривать как две подсистемы единой системы контроля и управления процессом проводки, причем при решении задач управления используются те же методы и модели, которые являются основными в методике проектирования скважины, в частности модели пространственного искривления скважины.

По каждой скважине составляются сводные результаты измерений кривизны путем объединения и увязки в единую систему сверху вниз всех проведенных в скважине измерений.

В сводной таблице (табл. 5) фиксируются для каждого замера зенитный угол и азимут, глубина и длина по бурильной колонне, приращение координат и координаты. Кроме того, определяются координаты характерных точек и сопоставляются фактические данные с проектными. Для каждой характерной точки даются: индекс пласта, глубина кровли, координаты, проектный и фактический азимуты, проектное и фактическое смещение, дирекционный угол, отход от центра круга допуска. Вопросы оперативного управления искривлением скважины, выбора компоновки низа бурильной колонны, ориентирования отклонителя отражены в инструкции по бурению наклонных скважин.

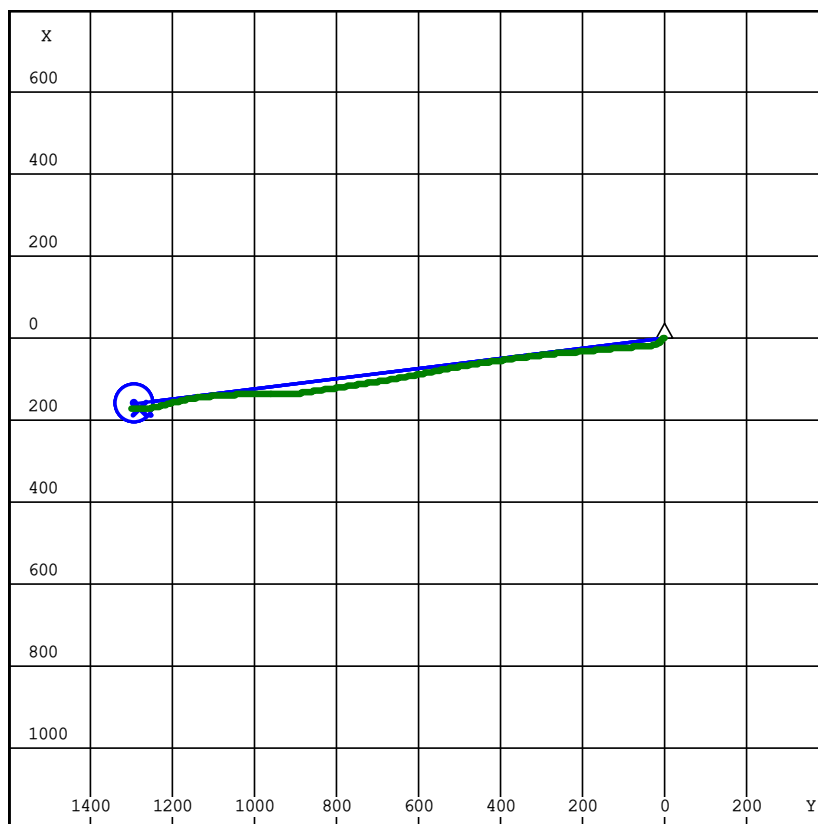


Рис. 63. Азимутальная ориентировка ствола скважины (проекция на горизонтальную плоскость)

Таблица 5

Сводная таблица измерений

№	Глубина	Угол	Азимут	Дир Угол	Смещ.	Удлин.	Абс. Глубина	С-Ю	З-В	Простр. Инт. град/10 м
263	2630	23.20	245.5	262.21	1241.22	345.05	-2206.48	-168.32	-1229.75	0.66
264	2640	22.64	246.9	262.19	1245.10	345.84	-2215.69	-169.20	-1233.55	0.77
265	2650	22.07	247.4	262.18	1248.89	346.59	-2224.94	-169.99	-1237.27	0.61
266	2660	21.50	248.4	262.17	1252.59	347.31	-2234.22	-170.72	-1240.90	0.68
267	2670	21.20	248.7	262.16	1256.23	347.99	-2243.54	-171.39	-1244.48	0.32
268	2680	20.79	249.2	262.15	1259.81	348.66	-2252.87	-172.02	-1248.01	0.45
269	2690	20.47	249.9	262.15	1263.33	349.30	-2262.23	-172.61	-1251.48	0.39
270	2700	20.05	250.9	262.14	1266.79	349.92	-2271.61	-173.14	-1254.90	0.56
271	2710	19.83	252.0	262.14	1270.20	350.52	-2281.01	-173.60	-1258.28	0.43
272	2720	19.87	252.9	262.15	1273.60	351.11	-2290.42	-174.00	-1261.66	0.29
273	2730	19.97	254.1	262.15	1277.00	351.71	-2299.82	-174.34	-1265.05	0.44
274	2740	19.82	255.2	262.16	1280.40	352.31	-2309.22	-174.61	-1268.44	0.39
275	2750	19.50	256.4	262.17	1283.75	352.89	-2318.64	-174.81	-1271.80	0.51
276	2760	19.56	257.3	262.19	1287.08	353.46	-2328.07	-174.95	-1275.14	0.33
277	2770	19.64	258.8	262.21	1290.41	354.04	-2337.49	-175.02	-1278.49	0.48
278	2780	19.42	259.0	262.22	1293.73	354.62	-2346.91	-175.04	-1281.83	0.23
279	2790	18.83	258.6	262.24	1296.98	355.17	-2356.36	-175.06	-1285.11	0.60
280	2800	18.47	259.5	262.26	1300.15	355.70	-2365.83	-175.07	-1288.31	0.45
281	2810	18.32	261.1	262.28	1303.27	356.21	-2375.32	-175.01	-1291.46	0.52
282	2820	17.83	261.1	262.31	1306.33	356.70	-2384.83	-174.90	-1294.56	0.49
283	2830	17.83	261.1	262.33	1309.34	357.18	-2394.35	-174.80	-1297.62	0.00

Основная задача – выдача координат горизонтальной проекции ствола скважины (рис. 63, 64), определение ее вертикальной глубины и удлинения, расчет смещения, проверка условий попадания в круг с допустимым радиусом отклонения от проектной точки. Если направление скважины не совпадает с проектным, ЭВМ выдает команду на исправление кривизны и рассчитывает необходимый азимут ствола скважины, угол установки отклонителя относительно кривизны и интервал бурения с применением отклонителя.

Очень важным является тот факт, что с учетом данных инклинометрии можно от понятия измеренной глубины (MD) по стволу скважины перейти к правильным вертикальным глубинам (TVD), абсолютным отметкам (TVDSS) и истинным толщинам пластов (TVT) – рис. 65.

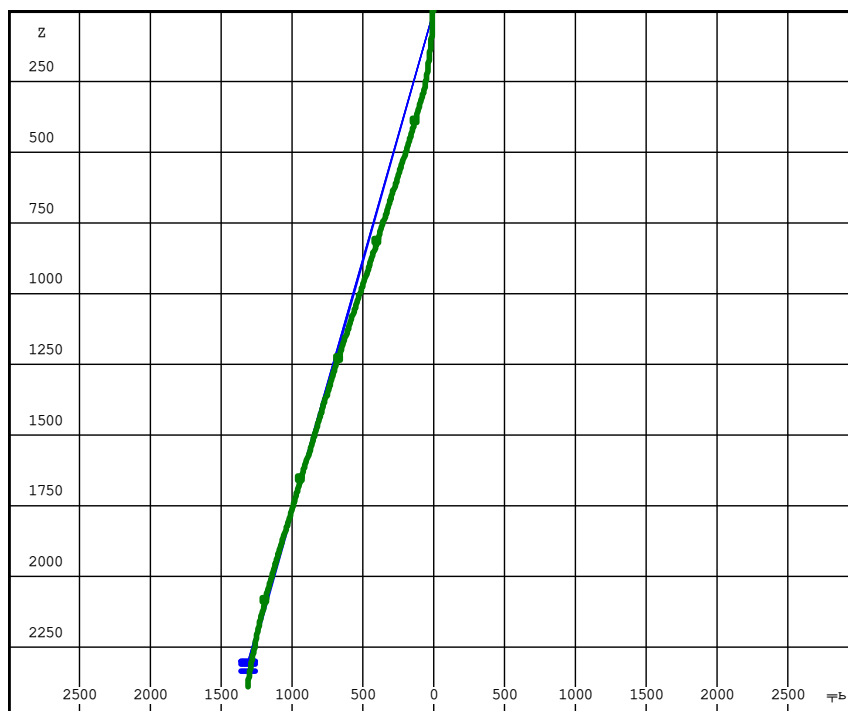


Рис. 64. Вертикальная ориентировка ствола скважины (проекция на вертикальную плоскость)

Отклонение скважины и толщина слоя

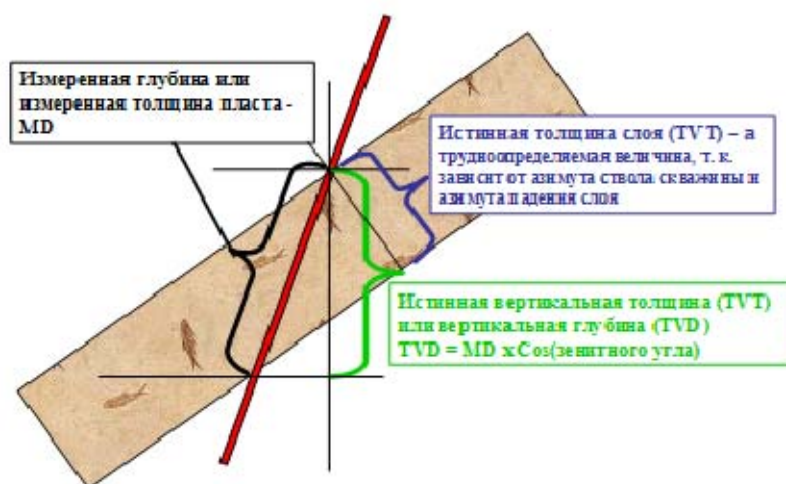


Рис. 65. Соотношение измеренной, вертикальной и истинной толщины пласта в случае наклонной скважины

Знание этих параметров позволяет правильно определить положение интервала исследуемого пласта.

5.1.2. Кавернометрия и профилометрия скважин

Кавернометрия – метод измерения диаметра скважины. В результате кавернометрии получают кривую изменения диаметра буровой скважины с глубиной – кавернограмму.

Сведения о техническом состоянии скважины необходимы для более эффективной геологической интерпритации комплекса геофизических методов исследования скважин, получения правильных сведений о результатах опробования пластов, надежного контроля разработки месторождений полезных ископаемых, проведения ремонтных работ в скважинах.

Определение диаметра скважины

Фактический диаметр скважины d_c в ряде случаев отклоняется от его номинального d_n , равного диаметру долота, которым бурилась скважина. Увеличение d_c (образование каверн в стволе скважины) наблюдается против глин и сильноглинистых разностей (мергелей и др.) из-за гидратации тонкодисперсных глинистых частиц и в результате их размыва гидромониторным воздействием струи, вытекающей из долотных отверстий. Наиболее интенсивно размываются коллоидальные монтмориллонитовые глины, а каолинитовые глины размываются в меньшей степени.

При использовании промывочных жидкостей на соленой воде гидратация глинистых частиц уменьшается, что приводит к замедлению образования каверн. В случае бурения скважин с применением промывочных жидкостей на нефтяной основе каверны обычно не образуются.

Против пластов соли и в меньшей степени гипса увеличение диаметра скважины связано с растворением этих пород водой промывочной жидкости. В ряде случаев увеличение диаметра наблюдается и против трещиноватых пород из-за ослабления их механической прочности в процессе разбуривания. Крепкие породы (известняки, доломиты, плотные песчаники и др.), не содержащие глинистого материала или содержащие его в небольшом количестве, характеризуются устойчивостью и фактический диаметр против них обычно соответствует номинальному.

В проницаемые пласты (породы-коллекторы с гранулярной пористостью) происходит фильтрация воды промывочной жидкости. При этом глинистые частицы оседают на стенке скважины и происходит образование глинистой корки, что приводит к уменьшению диаметра. Отмечено, что при одинаковой характеристике глинистого раствора скорость образования глинистой корки против проницаемых пород возрастает с увеличением их пористости. На практике толщина глинистой корки изменяется от долей сантиметра до 4 см и более.

Сведения о фактическом диаметре скважины используются для расчета объема затрубного пространства при цементировании обсадных колонн, для обработки результатов геофизических исследований, выбора мест установки башмака колонны, центрирующих фонарей, фильтров, пакеров или испытателей пластов, а также контроля за состоянием ствола скважины в процессе бурения. Весьма полезны эти сведения для определения литологии пород и выделения коллекторов в комплексе с другими промыслово-геофизическими данными. Фактический диаметр скважины измеряется при помощи каверномеров. В результате измерений получают диаграмму, характеризующую изменение диаметра ствола скважины по глубине, – кавернограмму.

Каверны – пустоты в горных породах размером более 1 мм. Образуются при выщелачивании осадочных пород; в богатых газообразными компонентами эффузивных

породах могут возникать при их застывании. Наиболее широко распространены **каверны** в карбонатных коллекторах, где они могут составлять существенную долю общей емкости.

Каверномеры

Каверномеры различаются по своим конструктивным особенностям, электрической схеме, числу используемых жил кабеля, числу измерительных рычагов (щупов), способу их раскрытия на забое и др. Наибольшее распространение при исследованиях нефтяных и газовых скважин получили каверномеры на трехжильном кабеле с четырьмя рычагами, попарно расположенными во взаимно перпендикулярных плоскостях (рис. 66). Длинное плечо рычага 1 прижимается пружиной 3 к стенке скважины 7. Короткое плечо 2 с помощью кулачка перемещает шток 6, который механически связан тросиком с ползунком 5, перемещающимся по омическому датчику 4. Движения измерительных рычагов под влиянием изменения диаметра скважины преобразуются с помощью датчиков в электрические сигналы, передаваемые на поверхность через кабель и регистрируемые в виде кавернограммы.

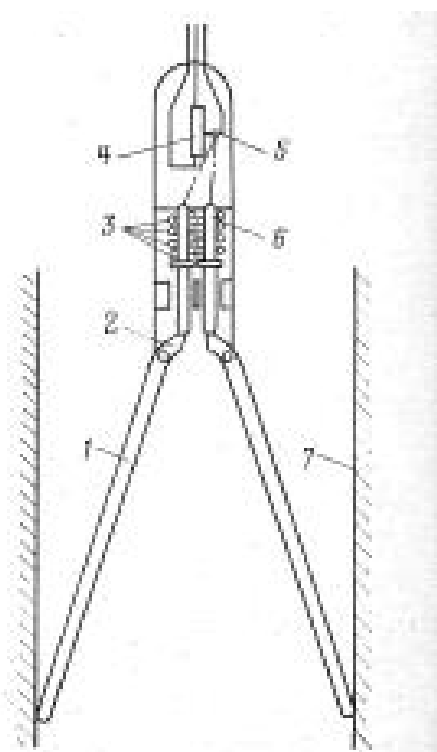


Рис. 66. Принципиальная схема каверномера

На рис. 67 показана принципиальная электрическая схема каверномеров на трехжильном кабеле с омическим датчиком (КС-3, СКС-4 м др.). В процессе измерения по этой схеме короткие плечи рычагов управляют ползунком омического датчика SI , через который пропускается постоянный ток I . Падение потенциала U пропорционально изменению сопротивления, включенного в измерительную цепь (между точками М и N).

Начальный диаметр и постоянную каверномера получают в результате его градуировки. При градуировании рычагами каверномера с помощью крестовины или градуировочных колец, задают ряд отклонений, соответствующих различным диаметрам d_n , устанавливают некоторую силу тока I и измеряют разность потенциалов U . Для выявления люфтов в приборе замеры проводят, сначала увеличивая, а затем уменьшая отклонение рычагов.

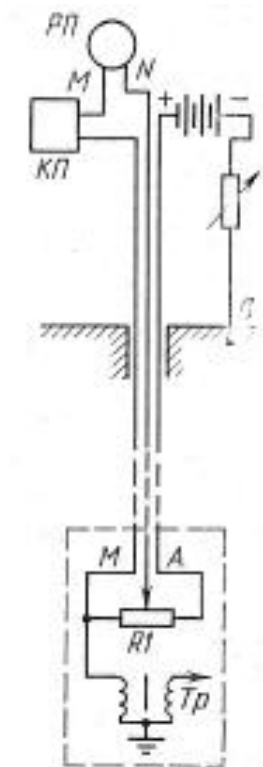


Рис. 67. Принципиальная электрическая схема каверномера

Кавернограммы обычно регистрируются в масштабах глубин 1:200 или 1:500. Масштаб записи диаметра чаще выбирается 5 см/см, а при детальном исследовании 1 или 2 см/см. Точкой записи кавернограмм является точка касания рычажных систем стенок скважины. Допустимая скорость измерений – 1500...2000 м/ч. Зарегистрированная кавернограмма снабжается заголовком, на ней должны быть зафиксированы нулевые показания в начале, конце и через каждые 500 м записи (для нефтяных и газовых скважин), отклонения пишущего устройства, соответствующие выбранному масштабу и задаваемые диаметром раскрытия рычагов, показания пишущего устройства в колонне на интервале не менее 10 м, марки времени и метки глубин.

На заголовке кавернограмм чертят горизонтальную масштабную шкалу с отметками через 2 см. При нелинейности каверномера более 5 %, масштабная шкала наносится согласно градуировочному графику. По всей длине кавернограммы проводится пунктирная линия, соответствующая на исследованном участке номинальному диаметру скважины. Слева по вертикали диаграммы проставляются глубины обычно через 10 м. Ранее проведенные измерения обязательно перекрываются на интервале не менее 50 м. Погрешность измерения диаметра скважины оценивается по результатам повторных замеров в интервалах перекрытий и показаниям в колонне и не должна превышать $\pm 1,5$ см.

Профилеметрия

Проводится в целях построения сечения скважины в плоскости, перпендикулярной к ее оси. Основное назначение профилеметрии – выделение желобов (Под желобом понимают любое отклонение формы поперечного сечения скважины от круга, которое характеризуется наличием существенно различающихся взаимно перпендикулярных диаметров d_c и d_e) на стенках скважины. На процессе желобообразования сказываются различные факторы: литологический состав пород, угол наклона и интенсивность искривления скважины, свойства промывочной жидкости, технология бурения, число спускоподъемных операций и др.

Интерпретация профилеграмм сводится к оценке формы и размеров поперечного сечения скважины. Точное решение этой задачи затрудняется из-за недостаточности четырех точек, измеренных с помощью рычагов, для установления конфигурации сечения скважины и вследствие неопределенности положения в пространстве взаимно перпендикулярных большой и малой осей желоба d_c и d_e .

При интерпретации профилеграмм важное значение имеет их воспроизводимость при повторных замерах. Воспроизводимость может быть достигнута при относительно одинаковом взаимном положении рычагов профилемера в скважине. Экспериментально доказано, что при произвольном вращении прибора в скважине в большинстве случаев одна из пар измерительных рычагов занимает положение, соответствующее максимально возможному их раскрытию. Это способствует однозначности замера.

Конфигурацию сечения скважины по профилеграмме определяют графически. Такое построение дает лишь приближенное представление о конфигурации сечения скважины. Легко заметить, что наиболее узкая часть желоба не всегда контролируется диаметром замкового сечения. В зависимости от положения центра прибора в скважине (возможность смещения которого заложена в его конструкции) форма сечения может существенно меняться при одинаковых значениях d_c и d_e .

Таким образом, профилеграмма служит в основном качественным индикатором желобов, которые влекут за собой прихваты бурильных инструментов и вызывают тяжелые формы аварий при бурении. Кроме того, профилеграмму используют при решении и других задач: предупреждении осложнений при спуске обсадных колонн, выборе интервалов пакеровки при работе пластоиспытателями на бурильных трубах и т. п.

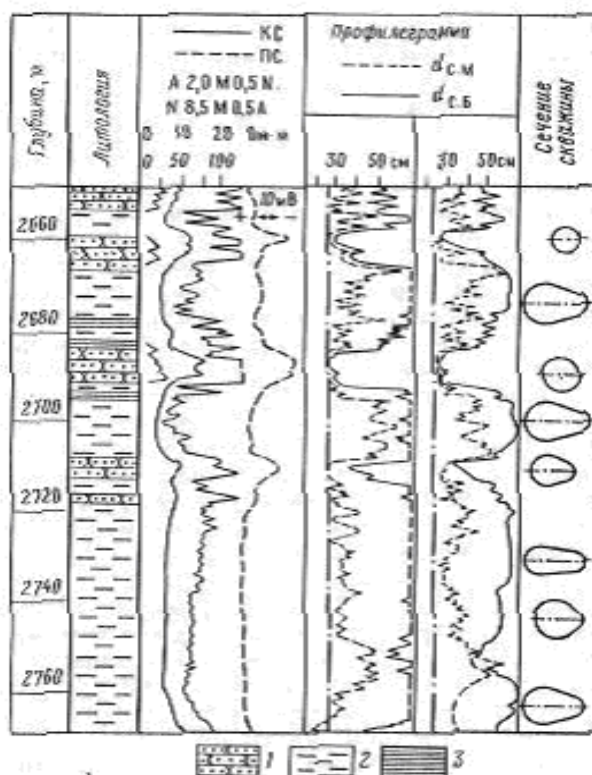


Рис. 68. Определение желобов в скважине методами профилометрии

На интенсивность желобообразования значительное влияние оказывает литологический состав пород. Под интенсивностью процесса желобообразования в скважине понимают отношение суммарной длины фактически выделенных в рассматриваемой интервале

желобов к мощности исследуемого интервала, выраженное в процентах. Установлено, что в большинстве случаев желоба приурочены к глинистым породам: глинам, глинистым алевролитам, мергелям; интенсивность достигает здесь 30...40 %. Значительно реже желобобразование наблюдается в песчаниках и известняках, где интенсивность составляет 3...10 %. В геохимических отложениях (ангидриты, гипс, соль) желоба не образуются. Масштабы регистрации профилеграмм выбирают такими же, как и для кавернограмм.

На рис. 68. дан пример выделения желобов по профилеграмме. Рассматриваемый разрез (2650...2770 м) характеризуется эллипсовидными сечениями скважины в глинах, которые представляют опасность для заклинивания (прихвата) инструмента. Опасность прихвата усугубляется наличием в разрезе песчаников (2708...2712 м) с тенденцией развития в них также желобов, В процессе подъема бурильного инструмента при глубине скважины 2750 м произошли резкая затяжка, срыв и падение инструмента в забой.

Профилемеры трубные скважинные.

Данные профилемеры предназначены для одновременной и непрерывной регистрации нескольких профилей и среднего внутреннего диаметра обсадных колонн с высокой точностью. Дистанционное управление раскрытием и закрытием мерных рычагов позволяет многократно спускать и поднимать прибор. Прибор рассчитан на работу с трехжильным бронированным кабелем КГЗ-67-180 длиной до 5000 м в комплекте с серийной каротажной станцией, имеющей восьмиканальный регистратор, его можно использовать и со станциями, оборудованными двумя четырехканальными регистраторами.

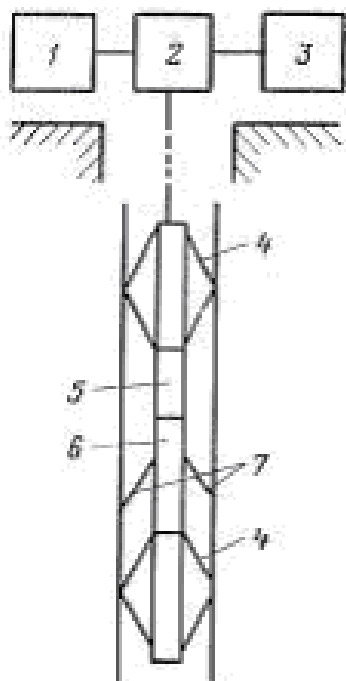


Рис. 69. Профилемер трубный скважинный (ПТС)

Профилемер ПТС-1 (рис. 69.) измеряет шесть профилей внутреннего диаметра колонны. Каждый профиль измеряется двумя соседними рычагами, перемещающимися независимо. Для повышения точности измерений ПТС-1 центрируется в колонне рычажными фонарями 4.

Величина раскрытия рычагов 7 преобразуется в пропорциональную ей разность потенциалов реостатными преобразователями отдельно для каждой пары рычагов. Реостатные преобразователи питаются переменным током частотой 20 кГц от общего генератора.

Для передачи шести измеряемых сигналов по двум жилам кабеля используется времяимпульсная телеизмерительная система с амплитудной модуляцией. Измеряемые сигналы, снимаемые с ползунка реостатов, поступают на коммутатор, разделяются по времени и подаются на фазоинвертор. С фазоинвертора сигналы, сдвинутые по фазе на 180° , идут на усилители мощности в виде шести пачек измеряемых импульсов и одной пачки синхронизирующих сигналов. Далее сигналы в определенной последовательности подаются через выходной трансформатор на первую и третью жилы кабеля.

В измерительной панели 2 сигналы усиливаются, детектируются и разделяются по каналам устройством синхронизации. С панели 2 усиленные сигналы в виде медленно меняющегося постоянного тока поступают на каротажный регистратор 3. Аппаратура питается от блока питания /.

Скважинный прибор состоит из электромеханического 6 и электронного 5 блоков. В электромеханическом блоке размещены реостатные преобразователи и механизм раскрытия и закрытия мерных рычагов с двигателем, управляемым с пульта 2. Электронный блок содержит элементы электрической схемы коммутации сигналов их преобразования и передачи на кабель.

Каверномеры-профилемеры

С помощью каверномеров измеряется средний диаметр скважины, за который принимают диаметр круга, эквивалентного по площади сечения скважины плоскостью, перпендикулярной к ее оси. Однако в общем случае сечение ствола скважины не является круговым. В связи с этим для более детального изучения состояния ствола скважины (формы сечения на различных участках) измерения выполняют каверномером – профилемером.

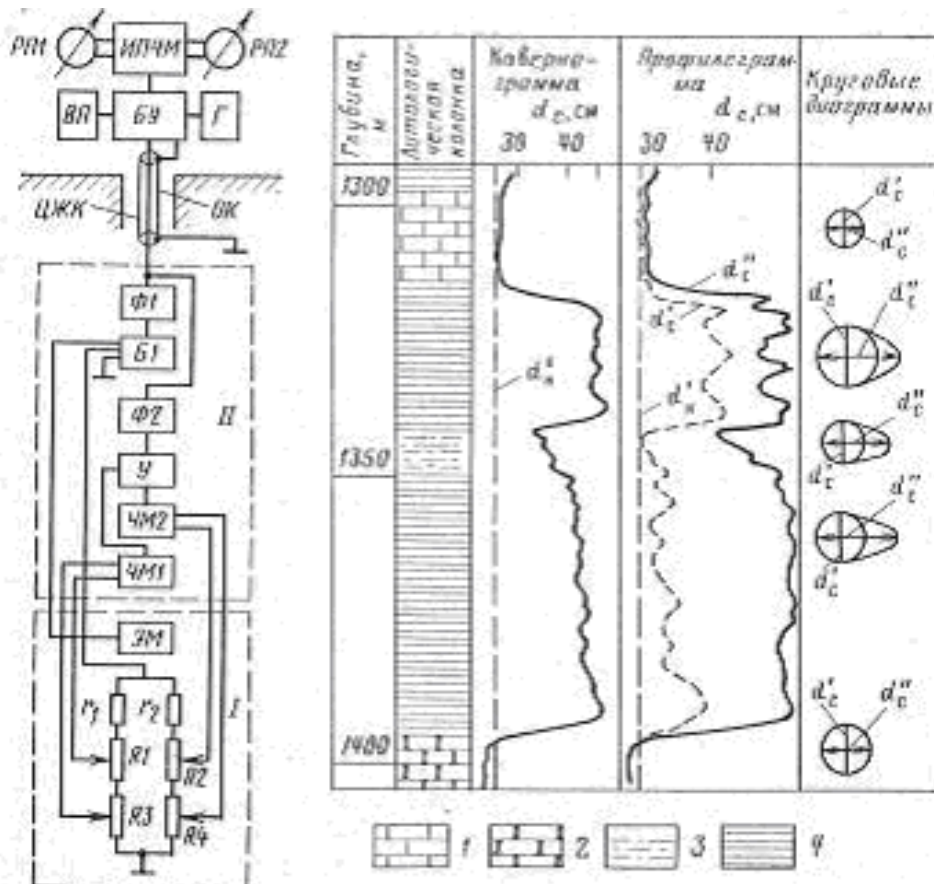


Рис. 70. Блок-схема каверномера-профилемера и кривые кавернометрии и профилеметрии скважины

Каверномер – профилемер СКП-1 предназначен для работы с одножильным бронированным кабелем длиной до 5000 м в комплекте с любой из серийных автоматических станций, имеющих четырехканальный регистратор (рис. 70). Он позволяет измерить диаметры в двух взаимно перпендикулярных плоскостях и их полусумму.

Скважинный прибор состоит из электромеханического / и электронного // блоков. Измеряемые диаметры определяются по разному двух пар независимо перемещающихся мерных рычагов. Величина разности рычагов преобразуется в разность потенциалов, пропорциональную разности рычагов, что достигается с помощью установленных реостатов. Реостаты R_1 , R_3 и R_2 , R_4 попарно соединены таким образом, чтобы при питании их стабилизированным током через сопротивления r_1 и r_2 разность потенциалов между соответствующими движками реостатов была пропорциональна диаметрам скважины d_1 и d_2 . Разности потенциалов снимаются с движков реостатов и подаются на вход частотных модуляторов $ЧМ1$ и $ЧМ2$ с несущими частотами 7,8 и 14 кГц. Модулированные по частоте колебания смешиваются и усиливаются в усилителе мощности $У$, после чего через фильтр $\Phi 2$ передаются по кабелю на поверхность к блоку управления $БУ$. Затем сигналы поступают на измерительную панель частотной модуляции $ИПЧМ$, где происходит их разделение по несущей частоте, выпрямление и суммирование. С выходов панели $ИПЧМ$ сигналы подаются на соответствующие регистрирующие приборы $РП1$ и $РП2$ и записываются. Прибор питается от генератора $Г$ частотой 300 Гц через блок $БУ$, низкочастотный фильтр $\Phi 1$ и блок питания $БП$. Для раскрытия мерных рычагов в скважине используется электромагнит, на обмотку которого от выпрямителя $ВП$ через фильтр $\Phi 1$ и $БП$ подается постоянный ток напряжением 200 В.

5.2. Методы оценки качества цементирования скважин

5.2.1. Термометрия скважин

Измерение температуры по стволу скважины производят в целях изучения: естественного теплового поля Земли; местных (локальных) тепловых полей, наблюдаемых в скважине в процессе бурения и эксплуатации; искусственных тепловых полей, вызванных наличием в скважине промысловой жидкости и цементного раствора в затрубном пространстве. Термометрия изучает тепловые поля в скважинах с целью решения задач региональной геологии и геотермии, разведки месторождений полезных ископаемых, контроля за эксплуатацией продуктивных пластов и определения технического состояния скважин.

Особенности тепловых полей в скважине

По происхождению тепловые поля делятся на естественные, связанные с воздействием природных факторов, и искусственные, формирующиеся при строительстве и эксплуатации скважин. По темпу изменения температуры во времени различают стационарные и нестационарные поля. Нестационарное поле называют квазистационарным, если с точностью, необходимой для решения конкретной задачи интерпретации, его температуру можно считать постоянной во времени.

Характер наблюдаемого в скважине поля зависит от ее назначения, этапа строительства, режима работы и определяет методику термических исследований, а также способы и информативность интерпретации результатов измерений.

В особую группу выделяют нестационарные тепловые поля в скважинах непосредственно после пуска или изменения депрессии на работающие пласты. На термограммах в этом случае одновременно проявляются особенности, характерные как для работающих с установившимся расходом, так и для остановленных скважин. Эта закономерность наиболее ярко выражена при работе скважины с переменным дебитом, например в режиме накопления.

Методика термических исследований в этом случае включает серию термозамеров, времена проведения, которых выбирают исходя из особенностей поведения конкретной скважины. Количество регистрируемых термограмм по возможности увеличивают для получения наиболее полной информации об изменении температуры со временем. Иногда проводят непрерывную регистрацию температуры во времени на заданных глубинах.

Интерпретация термограмм основана на зависимости параметров теплового поля от характера и интенсивности процессов выделения (поглощения) и переноса теплоты в скважине и горных породах, происходящих под воздействием геологических, географических и технологических факторов. Для количественного описания этих процессов используют основные положения и расчетные соотношения классической и неравновесной термодинамики.

На тепловое поле в скважине и горных породах наиболее сильно воздействуют два механизма переноса теплоты – кондукция и вынужденная конвекция. Интенсивность их влияния существенно зависит от термических свойств среды – теплопроводности, теплового сопротивления, массовой и объемной теплоемкости, температуропроводности.

Термические свойства горных пород определяются их минеральным составом, структурой, а также термобарическими пластовыми условиями.

В работающих пластах существенное влияние на температурное поле оказывает выделение (поглощение) теплоты вследствие адиабатического и дроссельного эффектов. Их интенсивность характеризуется адиабатическим и дроссельным коэффициентами.

Выделение и поглощение теплоты могут быть также связаны с экзотермическими и эндотермическими химическими реакциями в стволе скважины: гидратация цемента в затрубном пространстве при схватывании, окисление, растворение и гидратация на контакте ПЖ со стенкой ствола в интервалах залегания сульфидных руд, галогенных осадков и т. п.

Метод изучения естественного теплового поля Земли (геотермия)

Геотермическими исследованиями скважин установлено, что на континентах температура пород до глубин 10...40 м подвержена периодическим (суточным, сезонным и годовым) колебаниям, связанным с изменением интенсивности солнечного излучения. (В водных толщах – морских и океанических – годовые колебания температур распространяются до глубин в 300 м и более).

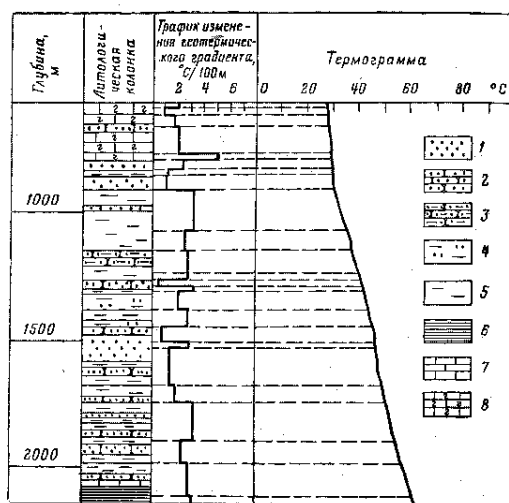


Рис. 71. График изменения геотермического градиента Γ по одной из скважин.

1 – песок; 2 – песчаник; 3 – глинистый песчаник; 4 – глина песчаная;

5 – глина; 6 – аргиллит; 7 – известняк; 8 – писчий мел

Слои, в которых колебания суточных и годовых температур становятся незначительными, не поддающимися изменению, названы слоями постоянных суточных и годовых температур или нейтральным слоем. Температура нейтрального слоя принимается равной среднегодовой температуре поверхности Земли T_2 . Ниже этого слоя повсеместно наблюдается закономерное возрастание температуры с глубиной, определяемое внутренним теплом Земли.

Основным источником тепловой энергии в недрах Земли принято считать энергию, возникающую при распаде радиоактивных элементов Земли. Дополнительными источниками могут явиться кристаллизационные и полиморфные превращения, физико-химические и другие процессы, протекающие внутри Земли. Интенсивность нарастания температуры с глубиной характеризуется геотермическим градиентом Γ . За величину геотермического градиента принимают изменение температуры Земли в градусах Цельсия на 100 метров глубины.

$$\Gamma_{100} = 100 \frac{(T_2 - T_1)}{H_2 - H_1}.$$

Для характеристики прироста температур с глубиной часто используют величину, обратную геотермическому градиенту, геотермическую ступень G , указывающая на разность глубин, которая соответствует изменению температуры на 1°C .

$$G = \frac{H_2 - H_1}{T_2 - T_1};$$

$$\Gamma = q * \xi.$$

Геотермический градиент пропорционален тепловому сопротивлению породы ξ . Этим вызваны изменения значений геотермического градиента при пересечении скважиной различных пород, что отмечается изменением угла наклона термограммы. Изучение тепловых свойств горных пород возможно как в скважине, обсаженной колонной, так и в необсаженной. Тепловое сопротивление металлов мало по сравнению с тепловым сопротивлением горных пород. Например, тепловое сопротивление железа в 40–80 раз меньше чем тепловое сопротивление глин. Геотермические измерения производят в скважинах с установившимся тепловым режимом, который наступает по истечении времени, достаточного для восприятия жидкостью, заполняющей ствол скважины, естественной температуры пластов. Установившемуся тепловому режиму предшествует неустановившийся тепловой режим, когда между жидкостью в скважине и породами происходит теплообмен.

Метод изучения местных тепловых полей

Местные или локальные тепловые поля, наблюдаемые в скважине, обычно приурочены к газоносным и нефтеносным пластам, пластам-коллекторам, в которых происходит циркуляция воды, сульфидным рудам, ископаемым углям, галогенным осадкам.

При фильтрации через пористую среду жидкости температура ее за счет трения повышается; при фильтрации газа происходит снижение температуры вследствие адиабатического расширения газа. (рис.) Это явление носит название эффекта Джоуля Томпсона или эффекта дросселирования газа и нефти в продуктивном пласте. В результате дроссельного эффекта в скважине наблюдается аномалия температур, максимальное значение которой

$$\Delta T_{\max} = \epsilon (p_c - p_{пл}) = -\epsilon \Delta p,$$

где ϵ – эффективный коэффициент Джоуля Томпсона; $\Delta p = p_c - p_{пл}$ – перепад давлений в скважине и пласте.

Коэффициент ϵ принято называть положительным, если газ в процессе дросселирования охлаждается, и отрицательным, если происходит его нагревание. Числовое значение коэффициента ϵ зависит от состава газа, по ступающего в скважину, и его температуры. Для при родных горючих газов при температурах 20...200 °С и давлениях 5...30 МПа ϵ изменяется в пределах 0,05...0,45. Значения ϵ снижаются с ростом давления, температуры и молекулярного веса газа. В процессе бурения давление столба промывочной жидкости превышает пластовое давление, вскрываемый газоносный пласт отмечается снижением температуры.

В эксплуатационных скважинах газоносный пласт отмечается отрицательной аномалией независимо от соотношений давлений в скважине и пласте. Значения $\Delta T_{\text{макс}}$ связаны не с количеством поступающего из пласта газа, а с перепадом давления в продуктивном пласте. Поэтому небольшие поступления газа могут вызывать значительные температурные аномалии охлаждения в то время как против высокодебитных и хорошо проницаемых газовых пластов с малым перепадом давления возможны малые значения $\Delta T_{\text{экс}}$.

Для нефти и воды коэффициенты ϵ отрицательны: $\epsilon_{\text{н}} = -0.1 \text{--} (-0.15)$, $\epsilon_{\text{в}} = (-0.05)$. В связи с этим против мест поступления в скважину нефти и воды возможны небольшие положительные аномалии. Рудные тела и ископаемые угли на контакте с природными водами подвергаются окислению. Окислительные процессы сопровождаются выделением тепла, что приводит к возникновению против таких пород положительных аномалий.

Галогенные породы в момент их вскрытия отмечаются, отрицательными температурными аномалиями. Снижение температуры вызывается поглощением тепла при растворении соли. По мере насыщения глинистого раствора солью его способность к растворению снижается, происходит потеря тепла и температурные аномалии против галогенных пород со временем исчезают. Пласты-коллекторы с циркулирующими в них водами находят отражение на термограммах в зависимости от температуры циркулирующей воды.

Возможности температурных изменений для выявления локальных аномалий в скважине значительно расширились с разработкой высокочувствительных термометров на полупроводниках – аномалий-термометров. Такие термометры рассчитаны для изучения тепловых полей низкой интенсивности и способны регистрировать температуру в детальном масштабе до 0,02 °С/см. В скважинах с установившимся тепловым режимом участки разреза с пониженными и повышенными значениями температуры отмечаются на аномалий-термограмме соответственно пониженными или повышенными аномалиями на фоне диаграммы геотермического градиента,

Метод изучения искусственного теплового поля

Основным условием проведения термокаротажа по методу искусственного теплового поля является наличие в скважине неустановившегося теплового режима.

После прекращения циркуляции промывочной жидкости, заполняющей скважину, она воспринимает температуру окружающей среды (естественную температуру пласта). В связи с тем что различные горные породы обладают разной теплопроводностью, скорость восприятия глинистым раствором температуры окружающих пластов для этих пород будет неодинаковой.

Известно, что пески обладают большей теплопроводностью, чем глины. В связи с этим в зависимости от температуры жидкости в скважине песчаный пласт отметился повышением (температура жидкости ниже естественной температуры пласта) или понижением температуры (температура жидкости выше температуры пласта). По полученным температурным кривым удастся выделить пласты с большей или меньшей теплопроводностью.

Увеличение диаметра скважины в глинистых пластах, обладающих пониженной температуропроводностью, приводит к искусственному снижению температуропроводности этих пород и увеличению дифференцирования температурной кривой против них. После проведения цементирования обсадной колонны на интервале образования цементного кольца в результате экзотермической реакции схватывания цемента происходит подогрев породы и раствора. Оптимальным временем для проведения замера температуры следует считать 12–30 ч после закачки цемента. Для относительно небольших глубин, когда температура цемента превышает температуру окружающей среды, водоносные пески (более «температуре» проводные) отмечаются пониженными температурами, менее температуропроводные глины отмечаются на термограмме повышенными значениями температуры.

В районах с большим геотермическим градиентом (Северный Кавказ, Центральное Предкавказье и др.) на глубинах свыше 3000...4000 м температура цементного кольца в процессе его схватывания может оказаться ниже температуры окружающей среды. В этом случае на термограмме песчаные пласты будут отмечаться положительными аномалиями, а глины – отрицательными. Неравномерность толщины цементного кольца, связанная с изменением диаметра скважины, также осложняет интерпретацию термограмм при неустановившемся тепловом режиме. Интерпретация термограмм должна проводиться во всех случаях совместно с кавернограммой для учета изменений диаметра скважины.

Скважинные термометры

Для измерения температуры в скважинах применяют в основном электрические термометры сопротивления, опускаемые в скважину на одножильном или трехжильном кабеле (табл. 9). Действие электрического термометра (термометра сопротивления) основано на свойстве металлического проводника изменять сопротивление R с изменением температуры среды, в которой он находится:

$$R=R_0(1+\alpha(T-T_0)),$$

где T_0 – начальная температура среды (температура равновесия моста), обычно равная 21 °С; R_0 – сопротивление проводника при температуре T_0 (в Ом); T – температура среды (в °С); α – температурный коэффициент, характеризующий изменение сопротивления (в Ом) проводника, т. е. чувствительного элемента термометра (резистора) при изменении температуры на 1 °С.

В качестве чувствительного элемента термометра сопротивления служит металлический или полупроводниковый резистор с большим температурным коэффициентом. Такой термометр воспринимает температуру окружающей среды достаточно быстро и дает возможность измерять температуру непрерывным перемещением термометра вдоль ствола скважины. Различают несколько типов термометров, отличающихся по способу измерения сопротивления чувствительного элемента. Для измерения температуры в нефтяных и газовых скважинах наиболее широкое применение получили электронные термометры, рассчитанные на работу с одножильным кабелем. Принципиальная электрическая схема измерений электронным термометром ТЭГ-60 на одножильном кабеле (рис. 72), состоит из наземного пульта 1, устанавливаемого в каротажной лаборатории, и скважинного прибора 2. Скважинный прибор снабжен электронным R С-генератором G , управление частотой которого осуществляется цепью RC , содержащей термочувствительные резисторы R_T и термостатированные емкости C . Резистор R_m с большим температурным коэффициентом является плечом мостовой схемы, расположенной в скважинном приборе и питаемой переменным током. Изменение сопротивления чувствительного плеча R_T воздействует на RC электронного термометра, изменяя его частоту пропорционально сопротивлению резистора R_T .

В результате период автоколебаний генератора RC находится в линейной зависимости от величины сопротивления R_T и, следовательно, от температуры среды, окружающей скважинный термометр. Переменный ток с выхода генератора передается по кабелю на поверхность и преобразуется специальной схемой-периодометром Π в напряжение, пропорциональное температуре. Полученное напряжение поступает на регистратор PK , где записывается в виде термограммы.

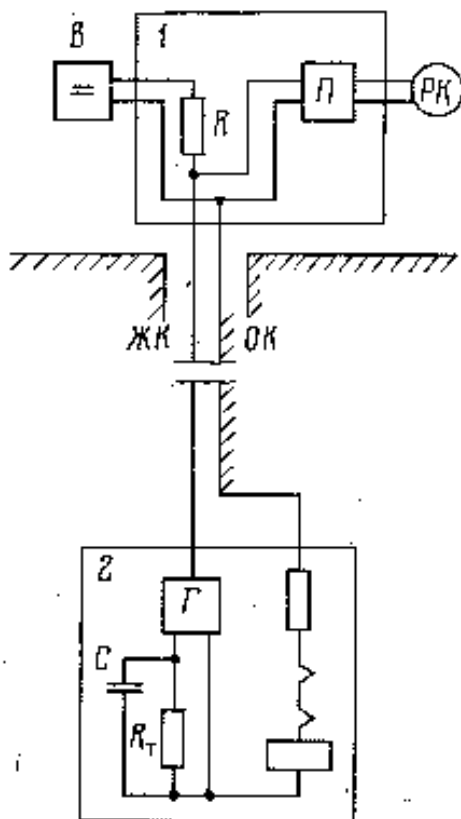


Рис. 72. Принципиальная схема скважинного термометра

Питание скважинного прибора постоянным током с напряжением 250 В осуществляется выпрямителем B через нагрузочное сопротивление R . Электронная схема скважинного прибора заключена в стальной герметизированный кожух. В нижней части скважинного прибора в медных трубках размещены термочувствительные сопротивления R_{Ti} контактирующие с промывочной жидкостью.

При работе с электрическими термометрами масштаб температурной кривой обычно выбирают равным 0,25; 0,5 или 1 °C на 1 см. Глубину замера температуры определяют так же, как и при электрическом каротаже. Перед спуском термометра в скважину он подвергается опробованию на поверхности. Для этого сверяют показания температуры окружающей среды, замеренные одновременно термометрами сопротивления и ртутными. Расхождения показаний не должны превышать 0,5 °C. Температурную кривую регистрируют во время спуска прибора в скважину и этим исключают погрешность, связанную с перемешиванием промывочной жидкости. Термометр обладает тепловой инерцией и воспринимает температуру среды, в которую он помещен, не мгновенно, а в течение некоторого времени согласно формуле

$$T = T_c + (T_n - T_c) \exp\left(-\frac{t}{\tau_T}\right),$$

где T – измеренная температура; t_t – постоянная времени термометра, равная времени, в течение которого термометр воспринимает приблизительно 0,63 разности температуры среды T_c и начальной температуры термометра T_n помещения его в данную среду; t_T для разных типов электрических термометров изменяется от 0,5 до 3 с.

Точность измерения термометра зависит от скорости его перемещения в скважине. Чем меньше t_t тем больше допустимая скорость. При обычных измерениях (регистрирующий масштаб 0,5...1 °C на 1 см) скорость регистрации не должна превышать 3000/ t_T (в м/ч), а при более детальной записи в масштабе 0,125 °C/см скорость должна быть снижена в 1,5–2 раза.

Области применения термометрии скважин

Температурные измерения в скважине производят для решения как геологических задач, так и задач, связанных с изучением технического состояния скважин. Выбор способа измерения температурной кривой и масштаба ее регистрации определяется характером и детальностью решаемых задач.

Измерение абсолютных значений температуры T (в °C) как функции глубины и времени (обычная термометрия) производится для решения следующих задач: определения основных геотермических параметров (геотермического градиента, геотермической ступени и плотности теплового потока), тепловой характеристики пород (теплопроводности или теплового сопротивления, температуропроводности), изучения технического состояния скважин (высоты подъема цемента за колонной, наличия перетоков флюида в затрубном пространстве и мест его поступления в скважину, выявления интервалов поглощения жидкости или ее поступления из пласта в скважину в процессе бурения). Термограммы регистрируются с точностью до 0,25...0,50 °C.

Для выявления небольших температурных аномалий, исчисляемых десятками и сотыми долями градуса, применяются методы высокочувствительной термометрии. Последняя эффективно используется при определении зон закачки газа в подземные газохранилища, глубины закачанного под давлением цемента, местоположения продуктивного пласта и газонефтяного контакта, мест потери циркуляции в бурящейся скважине, зон гидроразрыва и т. п. Дальнейшее повышение чувствительности глубинных приборов даст возможность расширить круг задач, решаемых в нефтегазопромысловой геологии по температурным измерениям. Наиболее важными вопросами являются выделение пластов по их тепловым характеристикам и определение характера нефтегазонасыщенности.

Определение уровня цемента в затрубном пространстве методом термометрии основано на свойстве цементного раствора повышать температуру окружающей среды вследствие экзотермической реакции, протекающей при его схватывании. Метод позволяет выявить наличие цемента за колонной и установить верхнюю границу цементного камня. Максимальные температуры при схватывании различных типов цемента наблюдаются обычно в интервале 6...16 ч, а наибольшие температурные аномалии в условиях скважины можно зафиксировать во времени от 6 до 24 ч после окончания заливки. Верхняя граница цемента за трубами устанавливается по резкому сдвигу кривой на термограмме в сторону увеличения температуры на фоне постепенного возрастания ее с глубиной. Метод термометрии сравнительно прост и достаточно эффективен при отбивке высоты подъема цемента в затрубном пространстве нефтяных и газовых скважин. Основным его недостатком является отсутствие информации о характере распределения цемента в затрубном пространстве и плотности сцепления его с колонной и стенкой скважины.

Определения местоположения продуктивного пласта. Кривая I (рис. 73, а) была получена во время фонтанирования, которое длилось несколько часов. Из этой кривой следует, что подошва продуктивного пласта находится на глубине 1055 м. Кривая II снята в период, когда фонтанирование было приостановлено (на 1 ч). Эта запись показывает,

что верх продуктивного пласта находится на глубине 1048 м. По первой кривой видно, что благодаря эффекту дросселирования газа и нефти температура в стволе скважины снизилась на 1 °С и более выше места поступления в скважину нефти и газа. На кривой // отмечено, что после остановки фонтанирования температура над продуктивной зоной возросла, температурная аномалия против продуктивного пласта обозначилась четко.

Определение положения газонефтяного контакта (ГНК). Согласно обычной температурной кривой, зарегистрированной в не-обсаженной скважине (кривая III) (рис. 73,б), можно предположить, что газовый горизонт находится на глубине приблизительно 1550...1600 м.

Кривые / и //, выполненные высокочувствительным аномалий-термометром, уточнили положение контакта газ – нефть. Они фиксируют газопродуктивную зону и на глубине 1580 м.

Определение места потери циркуляции в бурящейся скважине. На обычной термограмме (рис. 73, б) зафиксирована зона потери циркуляции на глубине 2630 м. Ниже этого интервала отмечена зона потери циркуляции на глубине 2630 м. Ниже этого интервала отмечена зона нормального геотермического градиента.

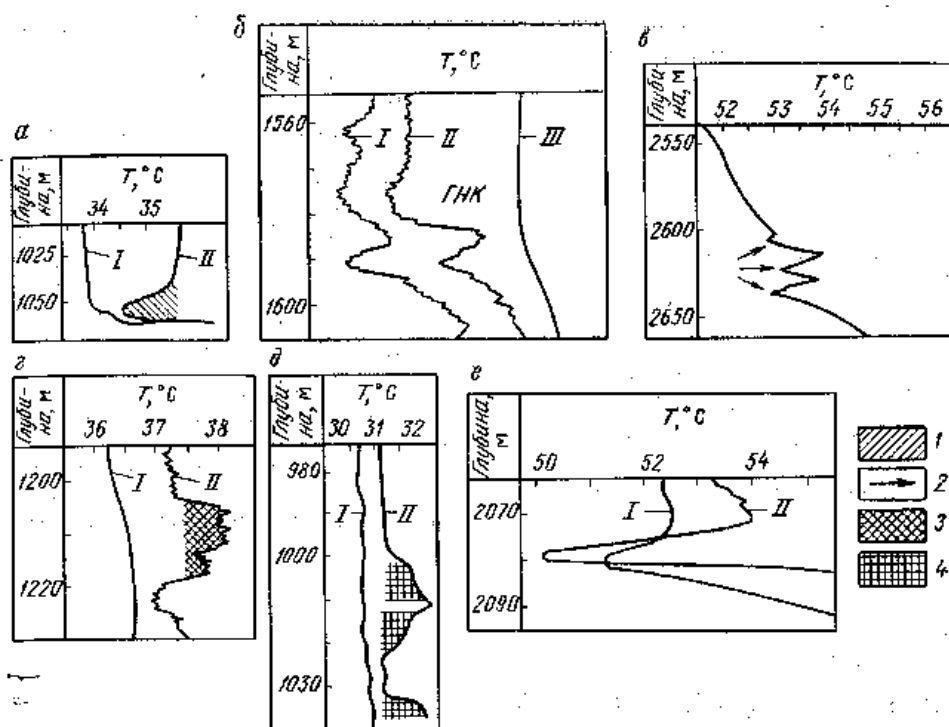


Рис. 73. Результаты температурных измерений

для решения различных задач нефтегазопромысловой геологии.

Определение: а – местоположения нефтепродуктивной зоны; б – положения газонефтяного контакта;

в – места потери циркуляции; г – глубины закачанного под давлением цемента;

д – зон гидроразрыва пласта; е – зоны закачки газа.

1 – продуктивная зона; 2 – зона потери циркуляции;

3 – местоположение закачки цемента; 4 – трещины

Определение зон гидроразрыва. Для определения местоположения зон гидроразрыва с помощью температурных измерений соблюдается установленная последовательность в проведении работ:

- 1) проводятся два температурных замера – до гидроразрыва и после; температура рабочей жидкости должна существенно отличаться от температуры в зоне проведения гидроразрыва (выше или ниже);

- 2) повторный замер должен проводиться по истечении некоторого оптимального времени (несколько часов) после проведения гидроразрыва; замер должен проводиться при статическом состоянии жидкости, перемещение жидкости внутри скважины при разрыве может привести к ошибкам в оценке гидроразрыва пласта.

На рис. 73, *д* показаны две термограммы. Кривая / была записана до, а кривая // после гидроразрыва в скважине. Эта скважина была перфорирована на глубинах 1001...1038 м. Сопоставление кривой, записанной до гидроразрыва, с кривой, записанной после гидроразрыва, показывает, что верхняя зона подверглась разрыву на глубине от 1001...1013 м, нижняя – на глубине 1036...1038 м. Температура рабочей жидкости на поверхности была 54 °С, а температура пласта 31,5 °С.

Определение зон закачки газа в пласт. На рис. 73, *е* приводятся температурные кривые, записанные обычным термометром (кривая /) и аномалий-термометром (кривая //) во время закачки 59472 м³ природного газа в сутки. Термограммы показывают зоны, в которых создаются температурные аномалии, при этом применение высокочувствительного термометра значительно повышает точность измерений.

В настоящее время имеются все данные для того, чтобы считать, что дальнейшее повышение чувствительности глубинных приборов даст возможность расширить перечень задач, решаемых в нефтегазопромысловой геологии по температурным измерениям. По данным термометрии в неперфорированных пластах прослеживают местоположение закачиваемых вод по площади и возможный их переток в затрубном пространстве. В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов обводнения (отдающих жидкость в эксплуатационной и поглощающих – в нагнетательной скважине), а также при решении других геолого-технических задач, связанных с исследованием технического состояния скважины.

Прослеживание фронта распространения по пласту закачиваемой воды базируется на различии температуры нагнетаемой жидкости и пластовых вод. Обводненный пласт, в который обычно закачивается вода с меньшей температурой, чем температура пластовой воды, отмечается на термограмме отрицательной аномалией по сравнению с геотермой (рис. 74).

Обводненный пласт, как это схематически изображено для типовой термограммы, определяется по положению точки *М*, характеризующейся минимальной температурой ΔT . Границы распространения температурного фронта нагнетаемых вод определяются проведением вспомогательной прямой *аб*. Вспомогательная прямая проводится параллельно геотерме на расстоянии $\Delta T/2$ от нее с учетом погрешности записи термограммы. Границы температурного фронта соответствуют точкам пересечения *а* и *б*. В наклонных скважинах геотерма, являющаяся типовой для данного района, перестраивается с учетом угла наклона скважины. На рис. 75 приведен пример установления интервала прорыва закачиваемых вод по пласту по комплексу ГИС; против обводненного пласта зарегистрирована отрицательная температурная аномалия.

Геотерма (базисная температурная кривая, замеренная в простаивающей скважине, удаленной от мест отбора флюида и закачки, находящейся в режиме теплового равновесия с окружающими породами) сравнивается с термограммами исследуемых скважин.

Общим признаком затрубной циркуляции между пластами-коллекторами является резкое понижение геотермического градиента в интервале перетока, вплоть до нулевых значений. В зависимости от местоположения пласта-источника изменяется расположение термограммы относительно геотермы. Термограммы могут располагаться выше, ниже и пересекать геотермы.

Наличие в скважине притока газа или нефти фиксируется температурной аномалией за счет эффекта, вызванного дросселированием газа или нефти в продуктивном

пласте (эффект Джоуля – Томпсона). Поступление газа в скважину фиксируется заметным снижением температуры, при движении нефти на фоне изменения геотермического градиента за счет дроссельного эффекта возникают небольшие положительные аномалии. Измерение таких низких перепадов температур возможно термометрами с порогом чувствительности 0,02...0,03 °С.

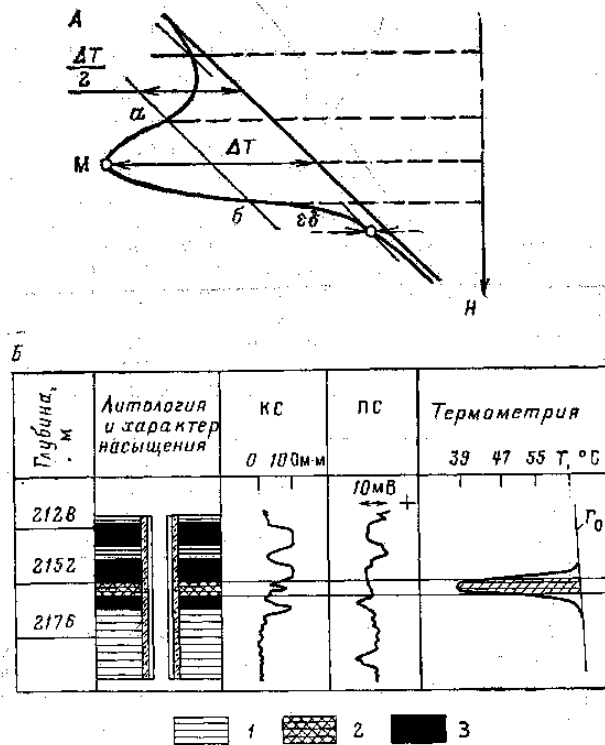


Рис. 74. Определение положения обводненного пласта в интервале прохождения температурного фронта нагнетаемых вод. А – типовая термограмма; Б – пример комплексного использования данных ГИС для выявления характера насыщения и интервала прорыва закачиваемых вод по пласту, 1 – глина; 2 – обводненный интервал; 3 – нефтенасыщенный пласт; Γ_0 – геотерма

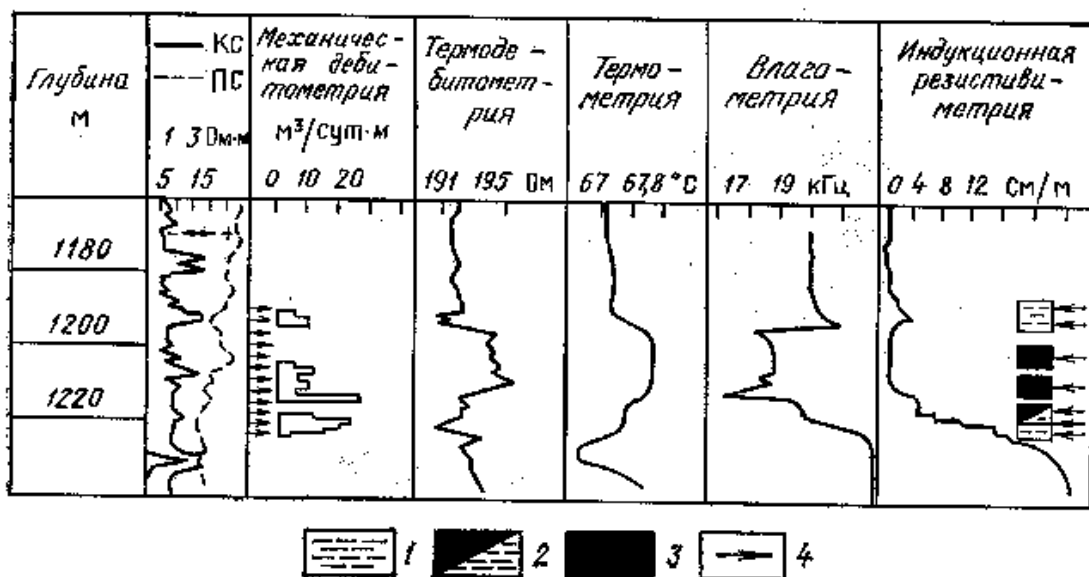


Рис. 75. Результаты комплексных промысловых исследований. Притоки: 1 – воды; 2 – нефти с водой; 3 – нефти; 4 – интервалы перфорации

На рис. 75 приведен пример выявления интервалов пласта, отдающих нефть и воду, по комплексу ГИС, в том числе по термометрии. Нефтеотдающие интервалы отмечаются положительными приращениями температуры, обводнившиеся – пониженными значениями относительно соседних участков.

5.2.2. Цементометрия скважин

После окончания бурения скважины и спуска обсадной колонны производится ее цементирование – кольцевое затрубное пространство между стенкой скважины и колонной труб заливается цементным раствором. Закрепление ствола скважины спуском обсадных колонн с последующим цементированием осуществляется для изоляции отдельных пластов, исключения перетоков различных флюидов между ними и перекрытия, зон возможных осложнений, затрудняющих процесс бурения.

При качественном цементировании обеспечивается:

- 1) наличие в затрубном пространстве затвердевшего цемента, поднятого до проектной глубины от устья;
- 2) равномерность распределения цемента в затрубном пространстве;
- 3) сплошность цементного камня и хорошее его сцепление с колонной и стенкой скважины.

Цементометрия – это исследования, имеющие целью оценку качества цементирования обсадных колонн (ОК) в скважинах.

Эксплуатационные скважины на нефтяных и газовых месторождениях по окончании бурения обсаживают стальными колоннами, пространство между колонной и стенкой скважины заполняют цементом высоких марок и только после этого вскрывают продуктивные пласты с помощью перфораторов, чтобы открыть доступ нефти (или газа) из пласта в скважину (рис. 2.6).

Цементирование ОК необходимо для предотвращения затрубных перетоков подземных вод из ниже- и вышележащих пластов в продуктивные горизонты.

Качество цементирования характеризуется:

- высотой подъема цемента в затрубном пространстве;
- полнотой и равномерностью заполнения затрубного пространства цементом;
- степенью сцепления цементного камня (ЦК) с колонной и с породой.

Контроль за качеством цементирования скважин осуществляется термическими, радиоактивными и акустическими методами.

Известно, что при достаточно длительной эксплуатации скважин обсадные колонны могут подвергаться различного рода нарушениям за счет: внутреннего износа в процессе бурения, действия горного давления в процессе бурения, внутреннего и наружного износа в процессе длительной эксплуатации.

В настоящее время имеется целый ряд способов по контролю технического состояния обсадных колонн в скважинах для количественной и качественной оценки нарушений герметичности колонны, принцип действия которых основан на взаимодействии рассеянного гамма излучения с веществом. Основным преимуществом этих способов является возможность получить информацию о состоянии поверхности колонны бесконтактным способом с высокой разрешаемой способностью.

Геофизические исследования технического состояния обсадных колонн и цементного камня в затрубном пространстве ведут в процессе строительства и эксплуатации скважин. Эти исследования подразделяются на:

- общие, выполняемые во всех скважинах;
- специальные, которые проводят только в скважинах, режим эксплуатации которых отличается от проектного или в которых возникли другие обоснованные предположения о нарушении целостности обсадной колонны и/или цементного кольца и, как следствие, герметичности затрубного пространства.

Общие исследования

Общие исследования предназначены для оценки целостности и несущей способности обсадной колонны и герметичности затрубного пространства как основных элементов скважины, обеспечивающих ее работоспособность в соответствии с запланированными технологическими нагрузками и выполнение природоохранных задач. Они включают измерения:

- размеров и положения в разрезе отдельных элементов обсадной колонны труб, муфт, патрубков, цементировочного башмака, центраторов, турбулизаторов, и соответствия положения этих элементов проектному и «мере труб»;
- толщин обсадных труб во вновь построенных и действующих скважинах;
- минимального и среднего проходного сечения труб;
- высоты подъема цементной смеси, степени заполнения затрубного пространства цементом и его сцепления с обсадной колонной и горными породами;
- наличия в цементе вертикальных каналов и интервалов вспученного (газонасыщенного цемента);
- глубины и протяженности интервалов перфорации.

Комплекс общих исследований составляют гамма-каротаж (ГК) для привязки полученных данных к разрезу, локация муфт (ЛМ), акустическая цементометрия (АКЦ), гамма-гамма-цементометрия (ЦМ), электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия (ЭМДС-Т), термометрия (Т).

Общие исследования проводят после спуска кондуктора, промежуточной и эксплуатационной колонн по всей их длине.

Исследования термометром для определения высоты подъема цемента ведут в первые 24 часа после окончания цементирования. Одновременно по величине температурных аномалий оценивают заполнение цементом каверн в стволе скважины.

Комплекс ГК, ЛМ, АКЦ, ЦМ иди СГД-Т выполняют спустя 16–24 часа по окончании цементирования, полного схватывания цемента и разбуривания стоп-кольца.

Для выделения интервалов перфорации проводят гамма-каротаж (с целью привязки геофизических данных к глубине), локацию муфт и отверстий, термометрию. Термометрию необходимо проводить непосредственно после перфорации; с течением времени температурные аномалии расплываются.

Определение качества цементирования

Для определения уровня цемента в затрубном пространстве и оценки качества цементирования обсадных колонн применяются методы радиоактивных изотопов и гамма-гамма-каротажа.

Методы радиоактивных изотопов. Эти методы основаны на регистрации γ -излучения радиоактивных изотопов, добавляемых в цементный раствор в процессе его приготовления. Для активации цементного раствора применяют короткоживущие изотопы (например, Fe). Концентрация изотопов в нем должна быть такой, чтобы его активность не превышала 0,5...1 мг-экв Ra/м³.

При необходимости определения только уровня цемента активированию подвергается лишь первая порция раствора. В этом случае после закачки цементного раствора в скважину и тщательной ее промывки производят измерение интенсивности γ -излучения с помощью стандартной радиометрической аппаратуры. Участок колонны, окруженный активированным цементом, отмечается на диаграмме ГК₂ повышением интенсивности γ -излучения по сравнению с кривой ГК_х, зарегистрированной до закачки цемента. Метод изотопов особенно эффективен при ремонтных работах, когда количество закачиваемого в затрубное пространство цементного раствора невелико.

Для контроля качества цементирования обсадных колонн разработан ряд специальных приборов, из которых дефектомер-толщиномер типа СГДТ-2 находит наиболее широкое применение. Прибор состоит из двух зондов, предназначенных для регистрации рассеянного γ -излучения различных энергий. Зондовое устройство дефектомера включает источник 1 γ -излучения и блок индикатора 3, помещенные во вращающийся свинцовый экран 2 с коллимационными окнами. Зондовое устройство толщиномера расположено в верхней части прибора и состоит из источника 9 мягкого γ -излучения (^{170}Tm), блока индикатора 7 и свинцового экрана 8 с двумя коллимационными окнами 10, направленными навстречу друг другу под углом 45° относительно оси прибора. Использование хорошо коллимированного мягкого γ -излучения и малой длины зонда (около 8 см) обуславливает показания толщиномера, в основном зависящие от толщины обсадных труб.

При непрерывном перемещении прибора в стволе скважины регистрируется круговая цементограмма и толщинограмма, а при остановке его на заданной глубине – дефектограмма, характеризующая изменение интенсивности рассеянного γ -излучения по окружности.

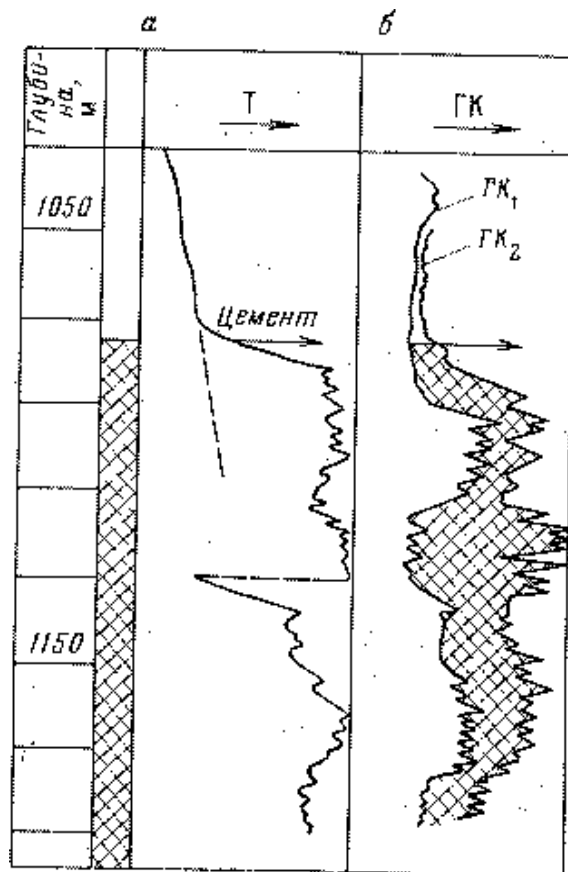


Рис. 76. Определение уровня цемента методами термометрии (а) и радиоактивных изотопов (б)

При непрерывном перемещении прибора в стволе скважины регистрируется круговая цементограмма и толщинограмма, а при остановке его на заданной глубине – дефектограмма, характеризующая изменение интенсивности рассеянного γ -излучения по окружности.

Для одновременной регистрации цементограммы и толщинограммы, а также питания скважинного прибора постоянным током используется двухканальная импульсная система с разделением сигналов по их полярности. В результате интерпретации

круговых цементограмм определяют плотность вещества в затрубном пространстве и характер расположения (эксцентриситет) колонны в скважине.

Эксцентриситет колонны Э в скважине определяют по специальным палеткам, построенным путем измерений на моделях при фиксированных значениях плотности цементного камня $b_{ц}$ и породы $b_{п}$. Если вещество в затрубном пространстве однородно по плотности (за колонной находится только промывочная жидкость или только цемент), то дефектограмма, зарегистрированная на определенной глубине, по окружности имеет синусоидальный вид. Такая форма дефектограммы в этом случае обусловлена тем, что колонна в скважине практически всегда имеет некоторый эксцентриситет. При наличии каналов в цементном камне однородность по плотности вещества за колонной нарушается и синусоидальная форма кривой резко искажается.

Качество цементирования оценивается по соотношению протяженностей положительной и отрицательной полуволн.

Метод гамма-гамма цементометрии

Гамма-гамма-метод позволяет:

- установить высоту подъема цемента;
- определить наличие цемента и характер его распределения в интервале цементации;
- фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гель-цемент);
- выявить в цементном камне небольшие раковины и каналы;
- определить эксцентриситет колонны.

Этот метод контроля за качеством цементирования обсадных колонн основан на регистрации рассеянного гамма-излучения при прохождении гамма-квантов через изучаемые среды различной плотности. Поскольку цементный камень и промывочная жидкость значительно различаются по плотности, а интенсивность вторичного гамма-излучения находится в обратной зависимости от плотности, то на регистрируемой кривой ГГМ достаточно четко выделяются участки с цементом и без него.

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

Гамма-гамма дефектометрия-толщинометрия

Метод основан на регистрации плотности потока рассеянного гамма-излучения, образующегося при облучении затрубного пространства скважин стационарным ампульным источником гамма-квантов. Интенсивность рассеянного гамма-излучения зависит от объемной плотности среды затрубного пространства. Применяется в обсаженных колоннами скважинах $\varnothing 146...168$ мм с любым типом раствора. Регистрируемые параметры:

- интегральная кривая рассеянного гамма-излучения по периметру колонны;
- две селективных кривых рассеянного гамма-излучения по периметру колонны;
- толщина стенки колонны.

Диапазоны измерений:

- плотности $1,0...2,0$ г/см³;
- толщины стенки колонны $5...12$ мм.

Масштаб глубин 1:500, 1:200.

Использование метода:

- установление высоты подъема цемента за колонной;
- определение границ сплошного цементного камня, зон смешивания цемента и промывочной жидкости и чистой промывочной жидкости.

Применяемая аппаратура:

Тип	Max t (°C)	Max mP (МПа)	Скорость записи (м/час)	Длина (м)	Диаметр (мм)	Вес (кг)
СГДТ-НВ	120	60	1000	2,5	110	95
СГДТ-3	120	60	1000	2,4	110	90

Гамма-гамма цементометрия

Метод основан на регистрации плотности потока рассеянного гамма-излучения, образующегося при облучении затрубного пространства скважин стационарным ампульным источником гамма-квантов.

Интенсивность рассеянного гамма-излучения зависит от объемной плотности среды затрубного пространства.

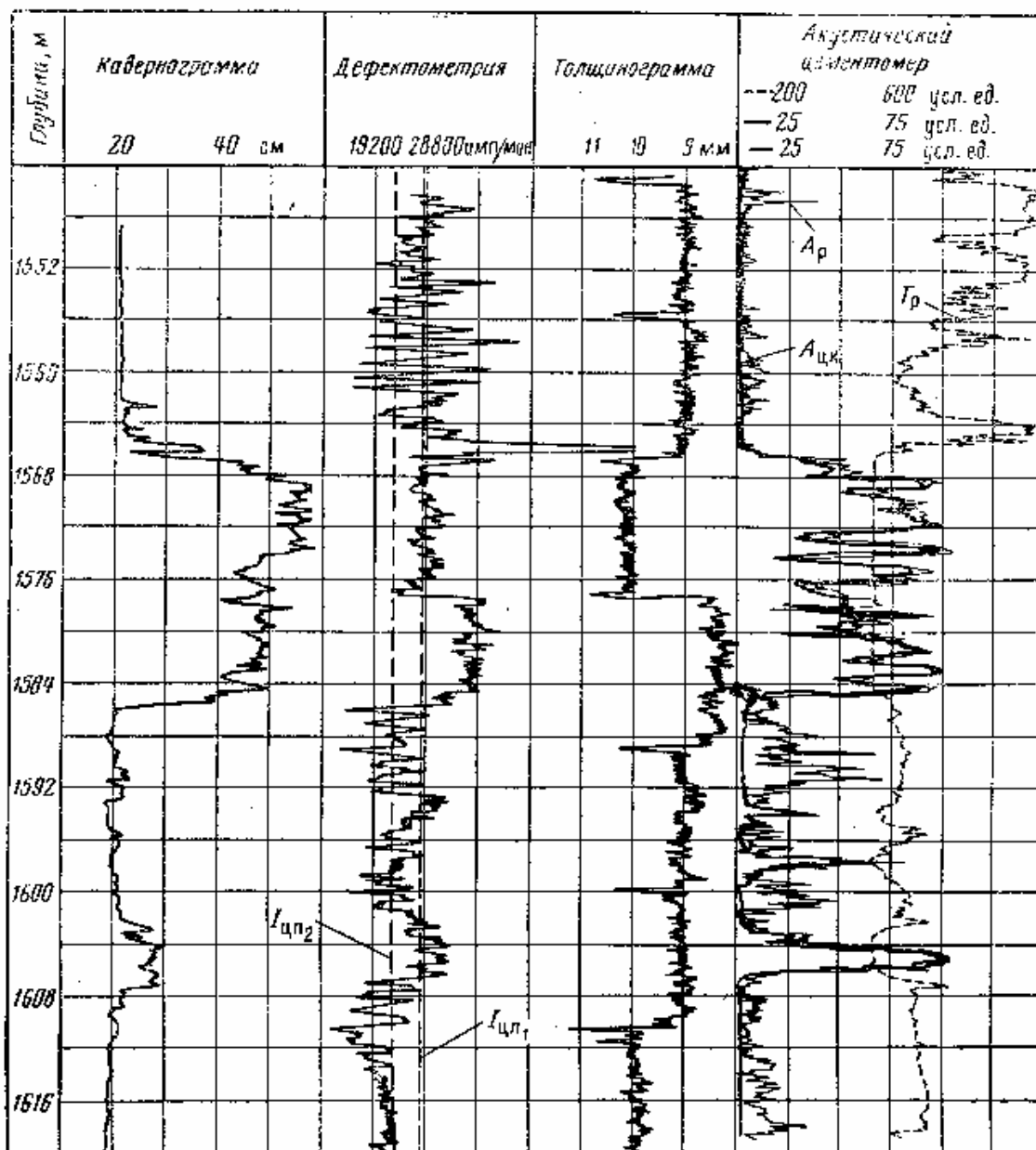
Применяется в обсаженных колоннами скважинах Ø 250...295 мм с любым типом раствора. В скважинных приборах используются центрированные четырехканальные зонды, детекторы которых смещены на 90° относительно друг друга. Регистрируются четыре независимые кривые рассеянного гамма-излучения. Использование гамма-гамма цементометрии:

- установление высоты подъема цемента;
- определение степени заполнения затрубного пространства цементом.

Пример комплексного использования данных акустической и гамма-цементометрии приведен на рис. 77. Указанный комплекс позволяет получать наиболее полные сведения о имеющихся дефектах крепи ствола скважины. Наличие продольного канала в кольце цементного камня отмечается, как правило, дефектом плотности по гамма-цементометрии (интервал 1552...1562 м). Аналогичным образом отмечается случай односторонней заливки обсадной колонны. Случай большой трещиноватости цементного камня или отсутствие плотного контакта цементного кольца с обсадной колонной и стенками скважины отмечается как отсутствие сцепления по данным акустической цементометрии и не отмечается по результатам гамма-цементометрии.

Для контроля качества цементирования обсадных колонн разработан ряд специальных приборов, из которых дефектомер-толщиномер типа СГДТ-2 находит наиболее широкое применение. Прибор состоит из двух зондов, предназначенных для регистрации рассеянного γ -излучения различных энергий. Зондовое устройство дефектомера включает источник 1 γ -излучения и блок индикатора 3, помещенные во вращающийся свинцовый экран 2 с коллимационными окнами. Зондовое устройство толщиномера расположено в верхней части прибора и состоит из источника 9 мягкого γ -излучения (^{170}Tm), блока индикатора 7 и свинцового экрана 8 с двумя коллимационными окнами 10, направленными навстречу друг другу под углом 45° относительно оси прибора. Использование хорошо коллимированного мягкого γ -излучения и малой длины зонда (около 8 см) обуславливает показания толщиномера, в основном зависящие от толщины обсадных труб.

При непрерывном перемещении прибора в стволе скважины регистрируется круговая цементограмма и толщинограмма, а при остановке его на заданной глубине – дефектограмма, характеризующая изменение интенсивности рассеянного γ -излучения по окружности.



Комплексное применение данных акустической и гамма-цементометрии для исследования технического состояния скважин.

Диаграммы: A_p — амплитуда продольной волны; T_p — интервального времени продольной волны; $A_{цк}$ — волны по цементному камню

Рис. 77. Комплексное применение акустической и гамма-цементометрии для исследования технического состояния скважины

Для одновременной регистрации цемтограммы и толщино-граммы, а также питания скважинного прибора постоянным током используется двухканальная импульсная система с разделением сигналов по их полярности. В результате интерпретации круговых цемтограмм определяют плотность вещества в затрубном пространстве и характер расположения (эксцентриситет) колонны в скважине.

Эксцентриситет колонны в скважине определяют по специальным палеткам, построенным путем измерений на моделях при фиксированных значениях плотности цементного камня $b_{ц}$ и породы $b_{п}$. Если вещество в затрубном пространстве однородно по

плотности (за колонной находится только промывочная жидкость или только цемент), то дефектограмма, зарегистрированная на определенной глубине, по окружности имеет синусоидальный вид. Такая форма дефектограммы в этом случае обусловлена тем, что колонна в скважине практически всегда имеет некоторый эксцентриситет. При наличии каналов в цементном камне однородность по плотности вещества за колонной нарушается и синусоидальная форма кривой резко искажается. Качество цементирования оценивается по соотношению протяженностей положительной и отрицательной полуволн.

Специальные исследования предназначены для решения частных задач, связанных с выделением дефектов обсадных колонн и цементного кольца, которые ставят под сомнение герметичность затрубного пространства. Они включают:

- обнаружение в теле обсадной колонны трещин, прорывов, одиночных отверстий, негерметичных муфт, стравливающих муфт по резьбе.
- измерение толщин и выделение интервалов внутренней и внешней коррозии обсадных труб;
- определение интервалов напряженного состояния обсадных труб, обусловленного обжатием колонны породами с высокими реологическими свойствами;
- выделение локальных искривлений колонны, оценку целостности наружных колонн (технической, кондуктора).
- оценку положения и целостности ремонтных пластырей;
- выделение заколонных перетоков жидкости и газа;
- оценку состояния внутриколонного пространства определение гидратных, парафиновых и солевых отложений.

В каждом конкретном случае интервалы и комплекс определяются поставленной задачей.

Перечень задач и необходимых исследований может быть следующим:

- определение толщины труб, которая может угрожающе уменьшаться вследствие износа по одной из образующих, вдоль которой происходит движение бурового инструмента и НКТ, внутренней и внешней коррозии металла;
- выделение прорывов и протяженных трещин наружных труб в многоколонных конструкциях осуществляют с помощью ЭМДС-Т.

Характер отверстия (сквозное или глухое) определяют одним или комплексом методов, реагирующих на приток (отток) в скважину пластовых флюидов: термометрией, резистивиметрией, акустической шумометрией.

Негерметичные муфты и другие места поглощения жидкости в колонне определяют по данным термометрии, дебитометрии и резистивиметрии.

Аномалии на кривых термометрии и дебитометрии устанавливают в процессе долива скважины или кратковременных закачек жидкостей в скважину; при этом устанавливают нижнюю границу участка колонны, в котором отмечается движение жидкости.

С помощью резистивиметрии интервалы поглощения находят, контролируя процесс перемещения по стволу скважины порции ($0.5...1 \text{ м}^3$) жидкости, близкой по плотности к жидкости, первоначально заполнявшей скважину, но существенно отличающейся от нее по электрическому сопротивлению. Продвижение жидкости осуществляется последовательными доливками или принудительными закачками продавочной жидкости.

Притоки жидкости в скважину устанавливают теми же методами- термометрии, дебитометрии и резистивиметрии.

Выделение интервалов затрубного движения жидкости и газа проводят по данным термометрии (по локальным изменениям температуры, форма которых зависит от движения флюида сверху вниз или наоборот), акустической шумометрии и закачки в скважину жидкостей, обогащенных искусственными изотопами.

Метод радиоактивных изотопов

Методы радиоактивных индикаторов (активаторов), или методы меченого вещества, основаны на общем физическом принципе, обуславливающим их высокую петрофизическую информативность. Все эти методы используют гидродинамическое воздействие на пласт и основаны на изучении радиального распределения индикаторного флюида (активатора) в прискважинной зоне. Принцип методов и технология их применения были предложены В. Н. Дахновым и впервые успешно реализованы в 1952 г. «Активатором» может быть гамма-излучатель или нейтронно-поглощающее вещество (в последнем случае вместо гамма-метода применяется импульсный ННМ).

В 1963 г. Р. Н. Шехалиев и А. А. Али-Заде предложили применять в качестве активатора радон, который обладает высокой растворимостью, как в нефти, так и в воде. Технология подготовки индикаторной жидкости, воздействия на пласт и проведения измерений индикаторным методом по радону (ИМР) была разработана и внедрена под руководством М. С. Макарова (1974, Волгоград НИПИ нефть). Однако метод применялся для решения только качественных задач.

Сущность метода меченых атомов состоит в том, что в горные породы закачивают жидкость, активированную изотопами радиоактивных элементов, а затем измеряют созданную таким образом искусственную радиоактивность этих пород.

В зависимости от способа введения в горные породы активированной жидкости различают две модификации метода: способ разовой закачки и способ бурения скважины на активированном растворе. В последней модификации создаются наилучшие условия для проникновения активированного раствора в пласт, так как при этом отсутствует глинистая корка, препятствующая проникновению как в способе разовой закачки. Однако при бурении на активированном растворе необходимо принимать строгие меры предосторожностей, призванные обезопасить обслуживающий персонал, вследствие чего этот способ широкого распространения не получил.

Измерения искусственной гамма-активности пород осуществляются такой же аппаратурой, что и в гамма-методе. Перед измерениями скважина тщательно промывается, вследствие чего регистрируемая интенсивность $I_{\gammaи}$ отражает количество радиоактивных изотопов, сорбированных из активированного раствора горными – породами и вошедших вместе с фильтратом раствора в поровое пространство этих пород.

Метод меченых атомов используется для решения следующих задач:

- 1) изучения технического состояния скважин (определение высоты подъема цемента);
- 2) определение мест повреждения в обсадных колоннах и зон циркуляции раствора в бурящихся скважинах;
- 3) контроль гидравлического разрыва пластов;
- 4) для уточнения глубин перфорации колонн;
- 5) выделение в разрезе скважин проницаемых зон.

При отбивке высоты подъема цемента активируется первая порция закачиваемого в скважину цемента, а при контроле гидравлического разрыва – песок.

Возможность выделения по данным метода меченых атомов проницаемых зон основана на том, что количество сорбированных горной породой радиоактивных изотопов пропорционально количеству активированной жидкости, проникшей в эти породы. На кривых $I_{\gammaи}$ проницаемые участки разреза скважин выделяются аномально высокими показаниями. В тех случаях, когда применяются радиоактивные растворы с несорбируемыми на горных породах ионами радиоактивных изотопов (J^{131} , Fe^{59} в концентрированных водных растворах соляной и серной кислоты) количество активированной жидкости, проникшей в пласт, пропорционально его эффективной пористости. Это предопределяет принципиальную возможность использования данных метода меченых

атомов для оценки пористости горных пород. Такая оценка может быть осуществлена с одинаковой точностью во всем диапазоне значений K_p , так как связь $I_{\gamma n} = f(k_p)$ близка к линейной.

В основе использования метода изотопов для расчленения коллекторов по водо-нефтеносности лежит различие фазовой проницаемости водо- и нефтенасыщенных частей пласта по отношению к активированной жидкости. В случае, когда в скважину закачивается активированный буровой раствор (глинистый), он в значительно большей степени проникает в водоносную часть пласта, чем в нефтеносную. Если же в скважину закачивается активированная нефть, она легче проникает в его нефтеносную часть. Соответственно этому повышенная интенсивность будет наблюдаться или против водоносной, или же против нефтеносной частей коллектора. Эффективность отбивки водонефтяного контакта может быть повышена, если в активированную жидкость добавить химические реагенты, искусственно повышающие или понижающие фазовую проницаемость пластов. В качестве такого реагента может быть использован, например, мылонафт, содержащий значительное количество натриевых солей нефтяных кислот. При обменной реакции этих солей с катионами Ca и Mg, содержащимися в пластовых водах, образуется хлопьевидный осадок, закупоривающий поры водоносного пласта. В этом случае активированный раствор будет проникать только в нефтеносную часть пласта.

Из физической сущности метода изотопов, а также из приведенных примеров видна его чрезвычайно большая геологическая эффективность при изучении разреза нефтяных и газовых скважин, особенно трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов низкой пористости, когда данные других; геофизических исследований однозначного ответа о наличии или отсутствии коллекторов и месте их нахождения не дают. Однако широкому внедрению этого метода в практику препятствует опасность обращения с радиоактивными изотопами. Это препятствие может быть устранено, если в качестве индикаторов меченой жидкости использовать не радиоактивные элементы, а, например, элементы – аномально активные поглотители тепловых нейтронов (хлор, бор, кадмий). При этом все приведенные положения о эффективности метода остаются в силе. Изменится только методика производства измерений – вместо искусственно созданной радиоактивности после промывки скважины должны измеряться плотность тепловых нейтронов η_T или же интенсивность гамма-излучения радиационного захвата $I_{\gamma n}$. В случае использования в качестве активатора кадмия целесообразно снимать кривые НГМ и НМ_T так как против проницаемых и высокопористых пластов на них будет наблюдаться обратный эффект: на кривых НГМ аномальное повышение и на кривых НМ_T – понижение регистрируемых скоростей счета.

Так же к методу меченых атомов можно отнести исследования по закачке в исследуемый пласт активированной жидкости, с последующими измерениями во времени радиоактивности в соседних скважинах. Время, прошедшее с момента закачки этой жидкости в нагнетательной скважине до момента ее появления в исследуемых скважинах (этот момент отмечается повышением радиоактивности), а также место выхода активированной жидкости в эти скважины характеризуют скорость и направление движения пластовой жидкости. Эффективность таких исследований определяется в первую очередь выбором соответствующего изотопа, причем основным требованием к изотопу является как можно меньшая способность сорбироваться при прохождении через горные породы. В зарубежной практике с этой целью широко применялся изотоп йода J^{131} . Однако эффективность метода в этом случае снижается из-за недостаточно большого времени жизни J^{131} (8 дней).

В Советском Союзе такие исследования проводились с тритием. Основным преимуществом этого изотопа перед другими является возможность введения его непосредственно в состав молекул воды, вследствие чего процесс адсорбции индикатора

при движении активированной жидкости по пласту сводится к минимуму. Недостатком трития как индикатора являемся то, что он является не гамма-, а бетта-излучателем. Это приводит к существенному усложнению методики исследований (непрерывный или периодический отбор проб жидкости из скважины с последующим лабораторным анализом их бетта-активности).

При проведении работ в нефтяных и газовых скважинах к изотопам предъявляется ряд требований:

- изотоп должен быть гамма-излучателем с энергией гамма-квантов, достаточной для прохождения через корпус прибора и обсадную колонну;
- изотоп должен хорошо растворяться в воде (нефти), поэтому его целесообразно использовать в виде химических соединений, например солей;
- период полураспада изотопа должен быть небольшим, в противном случае в скважине долгое время нельзя будет проводить повторные исследования.

В таблице, ниже, приведена характеристика некоторых радиоактивных изотопов. Наиболее широко на практике применяются ^{59}Fe , ^{95}Zr , ^{131}I . Последний имеет наименьший период полураспада – 8 дней, однако из-за низкой энергии излучения активность закачиваемой в скважину порции должна быть почти на порядок большей по сравнению с активностью железа или циркония. Кроме того, сложность доставки и планирования сроков работы при малом периоде полураспада приводит к большому перерасходу изотопов.

Рекомендуемая концентрация радиоактивных изотопов при работе в скважинах

Изотоп	Период полураспада	Концентрация радиоактивных изотопов для работ в скважинах, мКи/ м ³	
		Не обсаженных	обсаженных
^{24}Na	15 ч	0,05	0,08
^{131}I	8 сут	1 1,0	3,4
^{59}Fe	47 сут	0,2	0,3
^{65}Zr	250 су τ	0,5	0,6
^{95}Zr	65 сут	3,0	4,0
^{56}Mn	2,6 ч	0,15	0,3

Получение надежных результатов при обычно применяемой методике закачки изотопов обязано их адсорбции веществами с большой удельной поверхностью – тонкозернистыми песчаниками, алевролитами, глинами, цементом. Поэтому повышенная радиоактивность пластов, через которые прошел раствор изотопов, сохраняется после промывки скважины. Адсорбция изотопов имеет и отрицательные стороны. К ним относятся необходимость промывки скважины, на что тратится много времени, загрязнение аппаратуры, сохранение аномалий в пластах до практически полного распада изотопов.

За счет малой удельной поверхности грубозернистые песчаники могут не отмечаться как поглощающий пласт из-за малого количества адсорбированного материала. В таких случаях применяется методика непрерывных замеров, которая заключается в проведении измерений непосредственно в процессе закачки активированного раствора в пласт. При этом, помимо контрольной диаграммы ГК, регистрируется несколько повторных кривых – первые кривые отмечают перемещение активированной жидкости по стволу, последующие – процесс ее проникновения в поглощающую зону (перфорированный пласт, соседние пласты по затрубному пространству и т. д.).

Методика непрерывных замеров не всегда может дать хорошие результаты, так как аномалии ГК, вызванные проникновением раствора в пласт, могут быть не отмечены

ны на фоне ложных аномалий, возникающих в результате адсорбции изотопов поверхностью колонны или цементным камнем.

Как уже отмечалось, недостатками применяемых изотопов являются большой период полураспада и в некоторых случаях их адсорбция на поверхности колонны и в цементном камне. По периоду полураспада (15 ч) лучше всего для исследования скважин подходит радиоактивный натрий ^{24}Na . Меньшее значение, например, у Mn – 2,6 ч неудобно, так как активность будет заметно меняться в процессе проведения работ. Активность натрия уменьшается на порядок примерно за 2 сут, поэтому через неделю после проведения работ скважину можно исследовать вторично. Натрий удобен также тем, что при его распаде выделяются 2 гамма-кванта с большой энергией, поэтому для исследования скважины достаточно относительно небольшая суммарная активность – 0,05...0,08 мКи/что на порядок меньше требуемой активности циркония или железа и почти на два порядка меньше активности йода.

Уменьшить адсорбцию можно, применяя материал с очень малой удельной активностью, в котором содержание радиоактивного изотопа на несколько порядков меньше содержания стабильного изотопа того же элемента.

Практическое применение радиоактивного натрия с малой удельной активностью при обычной системе заказов и планирования исследований исключено. Обеспечить работу с таким изотопом можно только при условии его приготовления непосредственно на производстве перед проведением исследований.

Разработка способа получения радиоактивного натрия проводилась во ВНИИГИС с 1967 г. Простейшая схема этого процесса сводится к облучению материала, содержащего стабильный изотоп натрия ^{23}Na , потоком быстрых нейтронов от ампульного или управляемого источника. Активность облученного материала q (в расп./с) зависит от потока нейтронов Φ нейтр./с, относительного их количества p , поглощаемого ядрами натрия, времени активации t и периода полураспада $T_{1/2}$.

Отсюда следует, что для получения ^{24}Na в количестве 0,08 мКи или $3 \dots 10^6$ расп./с при поглощении всех нейтронов ядрами натрия ($p = 1$) достаточен поток $3 \cdot 10^6$ нейтр./с, что обеспечивается источником активностью 1,5 Ки (Po-Be). Время активации t должно составлять при этом 40–60 ч. Этот расчет является идеализированным: так как на практике величина $p = 1$ достижима только при очень большом количестве (порядка тонны) чистого натрия.

Из химических соединений, содержащих натрий, лучше других подходят техническая сода Na_2CO_3 и пищевая сода NaHCO_3 . Поваренная соль NaCl из-за высокого содержания хлора, имеющего очень большое сечение захвата нейтронов, практически неприменима; трудно использовать щелочь NaOH , работа с которой требует специальных мер для безопасности персонала.

С практической точки зрения наиболее удобна активация растворов соды (технической или пищевой), однако за счет относительно большого сечения захвата нейтронов у водорода, содержащегося в воде, коэффициент ρ получается очень низким – 2...4 %, что требует применения источников активностью около 50 Ки (Po-Be). Для повышения ρ используется сода NaHCO_3 в порошкообразном виде. В количестве 50...70 кг она заключается в сферическую емкость радиусом $R = 23$ см, в центре которой располагается источник нейтронов. При таком R нейтроны, излучаемые источником, не замедляются полностью, большая часть их не активирует натрий и вылетает за пределы сферы. Существует оптимальное соотношение между радиусом R и содержанием водорода в облучаемом материале. Для $R = 23$ см и Po-Be источника оптимальное водородсодержание в пересчете на пористость составляет около 40 %, что реализуется путем заполнения порового пространства соды водой. При таких условиях для указанного типа источника и радиуса сферы (толщина слоя активируемого материала) $R = 23$ см коэффициент ρ по-

лучается близким к 0,2, т. е. для получения нужного количества радиоактивного изотопа достаточно использовать источник активностью 7...10 Ки (Po-Be) и проводить облучение 40–50 ч. Увеличение ρ примерно в 1,5 раза дает замена полоний-бериллиевого источника нейтронов источниками ^{252}Cf , у которых средняя энергия нейтронов значительно ниже, чем у Po-Be. Очень малая удельная активность получаемого материала ($2 \cdot 10^{-9}$ Ки/г) обеспечивает полную безопасность при его попадании на одежду, тело и даже в организм человека. В 10 раз меньшую активность, приближающуюся к ПДК ^{24}Na в питьевых водоемах, имеет раствор соды, закачиваемый в скважину.

При исследовании скважины из-за малой удельной активности соды ее адсорбция не играет существенной роли, так как общее количество материала велико. В связи с этим промывки скважины после закачки активированного раствора не требуется, а исследования проводятся одновременно с задавливанием раствора соды в исследуемый интервал, по методике непрерывных замеров.

Опробование методики работы с изготовленным описанное по схеме с изотопом ^{24}Na свидетельствует, что при активности источника $(2-3) \cdot 10^7$ нейтр./с и времени активации 30–40 ч показания ГК в процесса прослеживания движения активированное жидкости в пласт в 4–10 раз выше показаний контрольной кривой ГК и в проницаемых разностях быстро уменьшаются до нуля.

При производстве радиометрических исследований скважин особое внимание должно уделяться соблюдению правил техники безопасности, предотвращающих вредное воздействие радиоактивных излучений на организм человека. Вне зависимости от вида излучения (α , β , ρ , n , γ) это воздействие связано с процессами ионизации атомов вещества, из которого состоит биологическая ткань организма. Заряженные частицы (α , β , ρ) ионизируют атомы ткани непосредственно, электрически нейтральное излучение (γ -кванты, нейтроны) – в результате вторичных процессов его взаимодействия с веществом. Под действием ионизации атомы биологической ткани приобретают повышенную химическую активность и в ней происходят изменения, оканчивающиеся, с одной стороны, гибелью клеток и, с другой – образованием соединений, токсически действующих на организм. Опасность облучения радиоактивными излучениями усиливается вследствие того, что оно не вызывает каких-либо немедленных раздражающих ощущений и таким образом не побуждает подвергающихся облучению к защитным реакциям. Последнее часто приводит к пренебрежению правилами техники безопасности. Опасность усугубляется также и кумулятивными свойствами облучения, т. е. свойством живых организмов как бы накапливать вредное воздействие излучений. Это приводит к тому, что даже облучение небольшими дозами, превышающими допустимую, на протяжении длительного времени может сопровождаться тяжелыми последствиями, проявляющимися иногда через 15–20 лет после облучения.

Биологическое воздействие излучений на организм человека определяется главным образом плотностью ионизации. С этой точки зрения разные виды излучений оказывают различное воздействие. Если принять за единицу такого воздействия биологический эффект от облучения γ -лучами, то относительный биологический эффект (ОБЭ) β -частиц равен 1, тепловых нейтронов – 3, протонов, быстрых нейтронов и α -частиц – 10. Эффективность воздействия излучений зависит от их проникающей способности, а также от того, производится ли оно извне или же источниками, попавшими внутрь организма при заглатывании, вдыхании, через раны и т. п. Последний вид облучения наиболее опасен.

Мерой количественной оценки воздействия радиоактивных излучений на организм является доза, определяемая как энергия излучения, поглощенная единицей массы облучаемой среды. За единицу дозы для гамма- и рентгеновских лучей принимается рентген. Для других видов излучения (α , β , η) вводятся единицы, эквивалентные рентгену, – ФЭР (физический эквивалент рентгена). Для оценки биологического воздей-

ствия излучения на живую ткань используют биологический эквивалент рентгена БЭР, соответствующий поглощению такого количества ионизирующего излучения в 1 г ткани, которое производит эффект, эквивалентный эффекту от облучения дозой в 1 ρ, γ-квантами. Отношение числа БЭР к числу ФЭР определяет относительную биологическую эффективность ОБЭ разных видов излучений.

При расчете предельно допустимых доз для случая шестичасового рабочего дня и общего облучения исходят из следующих норм: для γ-квантов до 0,1 ρ в неделю или 0,017 ρ в день, для быстрых нейтронов до $2,6 \cdot 10^6$ нейтр/см² в неделю, для тепловых нейтронов до $1 \cdot 10^8$ нейтр/см² в неделю.

Для предохранения обслуживающего персонала от вредного воздействия радиоактивных излучений предусмотрен широкий комплекс мероприятий, включающий:

- а) создание таких условий работы, при которых обслуживающий персонал не подвергался бы воздействию доз, превышающих предельно допустимые значения;
- б) непрерывный контроль над мощностью излучений, действующих на обслуживающий персонал, и наблюдение за состоянием его здоровья;
- в) контроль над обеспечением необходимой защиты обслуживающего персонала и других лиц, соприкасающихся с радиоактивными излучениями.

В первую группу комплекса входят профилактические и защитные мероприятия при работе с источниками излучений, утвержденные Главной государственной санитарной инспекцией Министерства здравоохранения. К профилактическим мероприятиям относятся обеспечение необходимой гигиены рабочих помещений и работающих, к защитным – ограждение обслуживающего персонала от прямого излучения источников при работе с ними, транспортировке и хранении. Все эти мероприятия осуществляются и при производстве радиометрических исследований. Их подробный перечень изложен в соответствующие инструкции и наставлениях.

Основные из них:

1. Все источники излучений хранятся и транспортируются только в специальных защитных контейнерах. Для нейтронных источников активностью 10...12, 8...10, 1...5 и 0,5...1 кюри (по полонию) с этой целью выпускаются контейнеры типов КН (СБ) – 1, 2, 3 и 4 соответственно. В этих контейнерах, в частности, транспортируются и хвостовики скважинных приборов с нейтронными источниками.
2. Присоединение хвостовиков с источниками к скважинному прибору производят непосредственно перед спуском прибора в скважину. После подъема прибора на поверхность хвостовик сразу же отделяется и переносится в контейнер. Переноска хвостовика с источниками от контейнера к скважинному прибору осуществляется в переносном контейнере с использованием манипуляторов и других технических средств.
3. Ампульные и особенно полоний-бериллиевые источники должны предохраняться от нарушения их герметичности.
4. Все радиоактивные отходы сбрасываются в специальные устройства и затем закапываются в специально отведенных для этого местах.

Для контроля над мощностью α, β и γ-излучений отечественной промышленностью выпускаются дозиметры как индивидуального (КИД-1, ДК-0,2, ДК-50 и другие), так и коллективного пользования. Последние делятся на переносные (Луч-А, СРП-2, ТИСС) и на стационарные (СД-1М, УСИД-12). Для измерения потоков нейтронов используются нейтронные дозиметры типов СЧ-3 («Черника»), РП-3 и др. В принципе все эти дозиметры представляют собой радиометры того или иного вида излучений, оградуированные в единицах доз.

Для контроля состояния здоровья лиц, соприкасающихся с источниками радиоактивных излучений, последние проходят регулярное медицинское освидетельствование.

Метод радиоактивного каротажа с использованием короткоживущего радионуклида натрия-24 (РКР), успешно применявшийся на месторождениях Среднего Поволжья и Западной Сибири для оценки герметичности обсадных колонн и качества гидроизоляции продуктивных пластов. В силу объективных причин метод для изучения эксплуатационных характеристик коллектора не использовался. Лишь после внедрения в практику промысловой геофизики компьютеризированных средств регистрации и обработки результатов каротажа возможность расширения круга задач, решаемых с использованием натрия-24, стала реальной.

В конце 90-х годов в НПЦ «Тверьгеофизика» была начата разработка новой модификации технологии проведения РКР для определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, промышленное освоение которой осуществляется в настоящее время на месторождениях ООО «Лукойл – Западная Сибирь» производственным коллективом ОАО «Когалымнефтегеофизика».

Основу технологии составляет комплекс технико-методических средств, обеспечивающий контролируемое гидродинамическое воздействие на колонну и прискважинное пространство путем многократных напорных закачек порций водного раствора, меченого радионуклидом натрия-24, сопровождаемых повторными контрольными измерениями методом ГК в интервалах движения индикатора и его локализации.

Основным интерпретационным параметром РКР является двойной разностный параметр, отражающий пространственное распределение меченого раствора (RASP) за колонной и в прискважинной части коллектора. В качестве дополнительного параметра может быть использовано приращение текущих контрольных показаний ГК относительно гамма-фона, выполненных после промывки колонны или в процессе вытеснения меченого раствора за зону исследования ГК.

Принципиальной особенностью исследований с применением натрия-24 является использование строго привязанной к конкретным условиям технологической схемы проведения РКР. На месторождениях ООО «Лукойл – Западная Сибирь» исследования осуществлялись по утвержденным «заказчиком» индивидуальным планам-программам, в которых достаточно подробно излагались условия, порядок и режимы выполнения технологических операций.

Общая технологическая схема проведения РКР включала последовательное выполнение следующих операций:

- 1) проведение фоновых измерений ГК в интервале исследуемого объекта;
- 2) приготовление и ввод меченого раствора в заданный интервал с последующим проведением базисных (опорных) измерений ГК;
- 3) циклическое продавливание меченого раствора в прискважинное пространство, сопровождаемое контрольными измерениями ГК;
- 4) промывка колонны в интервале исследуемого объекта с последующим проведением повторных измерений ГК.

Фоновые и контрольные измерения ГК осуществлялись комплексными приборами типа «Поиск», «Сова». Режимы и интервалы измерений определялись утвержденными планами-программами. По результатам фоновых измерений оценивалась готовность скважинного и каротажного оборудования к проведению РКР.

Приготовление и ввод меченого раствора в скважину являются ответственными технологическими операциями, предопределяющими качество результатов РКР.

Меченый раствор приготавливался после оценки готовности скважинного и каротажного оборудования. Операция выполнялась в соответствии с методическими указаниями. Ввод приготовленного раствора в заданный интервал осуществлялся через НКТ или по межтрубью путем закачки контролируемого объема промывочной жидкости (пластовой воды). Контроль продвижения меченого раствора обеспечивался прибором ГК, уста-

новленным на глубине верхней границы исследуемого объекта. После выполнения указанных операций в интервале исследования проводились базисные измерения ГК.

Циклическое продавливание меченого раствора, сопровождаемое контрольными измерениями ГК, осуществлялось в соответствии с методическими указаниями. Применение режима многократных закачек и индикации меченого раствора обусловлено особенностью разработанной технологии РКР. Во-первых, реализация такого режима обеспечивает непрерывность контроля за движением меченого раствора в системе «скважина – пласт», необходимость которого объясняется отсутствием сорбции ионов радионуклида натрия-24 при контакте со скважинной средой и породой. Во-вторых, проведение многократных закачек является обязательным условием проведения РКР с целью определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Циклическое продавливание меченого раствора в прискважинную часть пласта выполнялось путем закачек дозированных порций продавочной жидкости (пластовой воды) в режиме напорного вытеснения.

Промывка ствола колонны в интервале исследуемого объекта с последующим проведением повторных измерений ГК выполнялась в скважинах, оборудованных насосно-компрессорными трубами, перекрывающими перфорированный пласт и нижележащие пласты.

Выбор технологической схемы проведения исследований во многом определяется характером решаемых задач и особенностью конструкции скважины. Опыт освоения показал высокую эффективность проведения РКР в скважинах, оборудованных НКТ, установленными на глубину нижней границы исследуемого интервала. Такая конструкция скважины обеспечивает ввод меченого раствора в межтрубье (с перекрытием кровли перфорированного пласта) и его дальнейшее напорное вытеснение в прискважинную часть коллектора одновременно по всей его эффективной толщине, что заметно сокращает общий расход меченого раствора и продолжительность проведения исследований, в частности, при определении эксплуатационных свойств коллектора сравнительно большой мощности.

При выявлении источника обводнения в добывающих скважинах при реализации такой технологической схемы существенно повышается информативность РКР – результаты повторных измерений ГК, выполненных после промывки колонны в интервале исследуемого объекта, позволяют достаточно однозначно оценить качество заколонной гидроизоляции продуктивных пластов, а также эффективность ремонтно-изоляционных работ (РИР) в интервалах заколонных перетоков и зон поглощения.

Обработка результатов РКР осуществлялась с помощью программного обеспечения, разработанного на базе комплекса программных средств Log Tools и Прайм.

Для обработки использовались отредактированные и увязанные по глубинам исходные кривые ГК, полученные в цифровом виде в формате LAS. Обработка результатов РКР осуществлялась по алгоритмам, составленным с учетом разработанной технологической схемы проведения РКР и включала:

- выделение гамма-аномалий с вычислением разностного параметра ΔI в интервалах колонны, заполненной меченым раствором (базисное), и поглощающих пластов (ΔI – текущее);
- внесение поправок за естественный распад натрия-24;
- вычисление текущих значений приращения показаний ГК, учитывающих коэффициент относительной продолжительности закачки продавочной жидкости, и выбраковку измерений;
- вычисление и построение диаграмм текущих значений двойного разностного параметра RASP, и стабилизированного значения параметра ST-RASP.

Для количественной интерпретации (определения профиля приемистости, коэффициента вытеснения и средней глубины проникновения меченого раствора по просло-

ям коллектора) использовались табличные данные о коллекторах, режимах закачки и индикации меченого раствора, а также данные расчетных зависимостей.

Планшет результатов обработки РКР содержал данные текущих измерений ГК, сопоставленных с фоновыми, текущие значения $RASP$, стабилизированные значения $ST-RASP$ по прослоям поглощающего пласта, интегральный и дифференциальный профили приемистости, коэффициент вытеснения, равный доле объема пор, из которых пластовый флюид вытеснен меченым раствором, коэффициент динамической пористости, а также данные стандартных методов – ПС, РГД, АКЦ и термометрии.

Анализ результатов РКР проводился с привлечением данных о коллекторах, выделенных по комплексу ГИС, результатов промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

Выявление заколонных перетоков осуществлялось по результатам обработки текущих измерений ГК в интервале предполагаемого нарушения герметичности цементного кольца.

1. Результаты исследований, выполненных на месторождениях ООО «Лукойл – Западная Сибирь», свидетельствуют об эффективности применения технологии РКР для оценки эксплуатационных характеристик объектов разработки, изучения особенностей заводнения коллекторов, исследования технического состояния скважин.
2. Применение технологии РКР существенно расширяет возможности стандартного комплекса ГИС при решении важнейшей проблемы повышения нефтедобычи на месторождениях, вступивших во вторую и третью стадии разработки.
3. Технологию РКР целесообразно использовать при решении следующих задач:
 - выявления поглощающих пластов и определения профиля приемистости (включая интервалы внутрипластовых и заколонных перетоков) в нагнетательных скважинах при оценке эффективности мероприятий по интенсификации поглощения, освоении скважин под нагнетание и оценке качества ремонтно-изоляционных работ (РИР), исследовании низкоприемистых скважин, когда выделение толщин поглощающих пластов по данным расходомерии затруднено;
 - установления герметичности колонн, цементного кольца и заколонных перетоков в нагнетательных и добывающих скважинах в случаях отсутствия или невозможности использования других методов;
 - выявления источника обводнения и выделения водонасыщенных (промытых) прослоев пласта;
 - определение положение ВНК.

5.2.3. Акустическая цементометрия

Изучение степени сцепления цемента с колонной и с горной породой определяется только по данным акустической цементометрии (АКЦ). Если колонна труб не имеет сцепления с цементом, свободна, то упругие колебания, возбужденные в ОК, не передаются цементному камню, и упругая волна распространяется по колонне со скоростью 5200 м/с при относительно небольшом ослаблении.

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

Амплитуда первого вступления A_p обычно меньше амплитуды последующих колебаний, поэтому в АКЦ регистрируется величина A_k , характеризующая амплитуду нескольких колебаний – выпрямленный сигнал 3 периодов волны в условных единицах – мВ, в виде непрерывной кривой.

Хорошее сцепление цемента со стенкой скважины проявляется повышенным временем T пробега волны со значительной амплитудой колебаний A_n , т. к. в этом случае большая часть энергии упругих колебаний распространяется по горной породе с характерной для этой породы скоростью. Для большинства осадочных горных пород эта скорость меньше, чем скорость в стальных трубах. Исключение составляют только крепкие, кремнистые известняки, для которых V_p достигает 7000 м/с. Таким образом, совместное рассмотрение кривых A_k и T позволяет определить высоту подъема цемента в затрубном пространстве (ЗТП), полноту заполнения ЗТП цементом, качество сцепления цемента с колонной, а при благоприятных условиях – и с горной породой.

Акустические цементомеры

Акустические цементомеры, как правило, представляют собой двухэлементный акустический зонд с кольцевым магнитострикционным излучателем и кольцевым пьезоэлектрическим приемником. Длина зонда – около 2,5 м. Источник и приемник изолированы друг от друга акустически – резиновыми поглотителями колебаний. Источник вырабатывает пакеты ультразвуковых импульсов с частотой 25 кГц. Частота следования пакетов – 12,5 Гц. Сигналы с приемника усиливаются и передаются на поверхность, где обрабатываются и фиксируются в виде трех диаграмм: A_k – амплитуды волны, пришедшей по колонне, A_n – амплитуды волны, пришедшей по породе и T – времени прихода волны с наибольшей амплитудой. Кроме того, предусмотрена возможность регистрации волновых картин с определенным шагом дискретизации. Имеются программы для обработки и интерпретации данных АКЦ на ЭВМ.

На рис. 78 представлены результаты АКЦ для нескольких частных случаев.

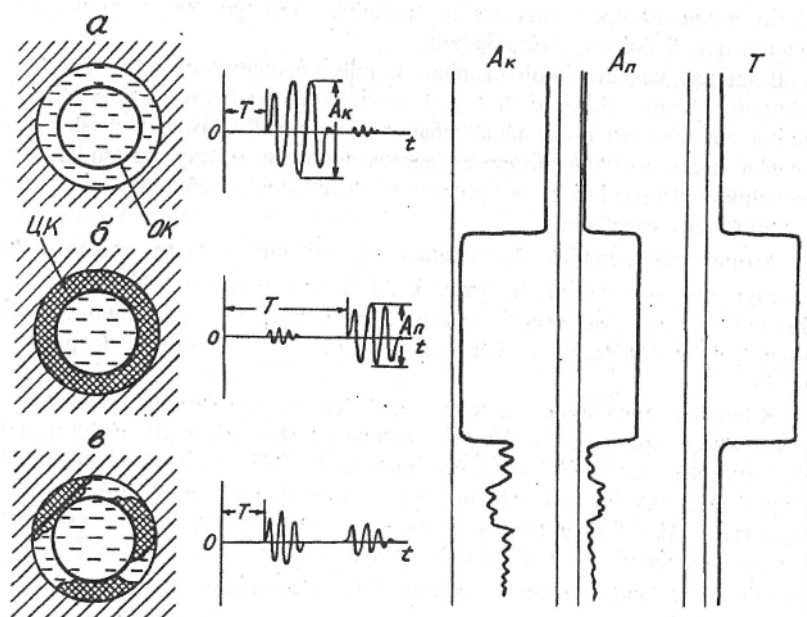


Рис. 78. Результаты акустической цементометрии:
 а – при отсутствии цемента в затрубном пространстве;
 б – при полном заполнении затрубного пространства
 и хорошем сцеплении цементного камня с обсадной колонной и стенкой скважины;
 в – при частичном заполнении затрубного пространства цементным камнем

В случае отсутствия цемента в затрубном пространстве (а) пришедшая первой волна по колонне имеет максимальную амплитуду. Этому случаю соответствуют высокие показания на кривой A_k и низкие – A_n и T . В случае полного заполнения ЗТП и хорошего сцепления (б) волна, пришедшая по колонне, имеет малую амплитуду, при-

шедшая позднее волна по породе – большую. Этому случаю соответствует минимум на кривой A_k и повышенные показания A_n и T . В случае неполного заполнения ЗТП (в) первой приходит волна по колонне, T минимально, на кривых A_k и A_n – промежуточные показания.

Таким образом, АКЦ является наиболее универсальным и информативным методом оценки качества цементирования скважин.

5.3. Методы контроля технического состояния обсадных колонн

Техническое состояние обсадных колонн изучают в течение всего времени эксплуатации. Первые замеры выполняют непосредственно после выхода скважины из бурения. Эти измерения позволяют выявить возможные дефекты колонн; они служат также фоновыми значениями для последующих измерений. Исследования, проводимые в процессе эксплуатации скважины, позволяют регистрировать динамику образования различных дефектов и обеспечивают контроль за качеством ремонтных работ.

К характеристикам, необходимым для оценки технического состояния обсадной колонны относятся: внутренний диаметр колонн, толщина стенок, местоположение муфтовых соединений и участков нарушения целостности труб в результате перфорации, трещин и коррозии, местоположение «прихватов» труб горными породами.

Измерение толщины стенок обсадной колонны

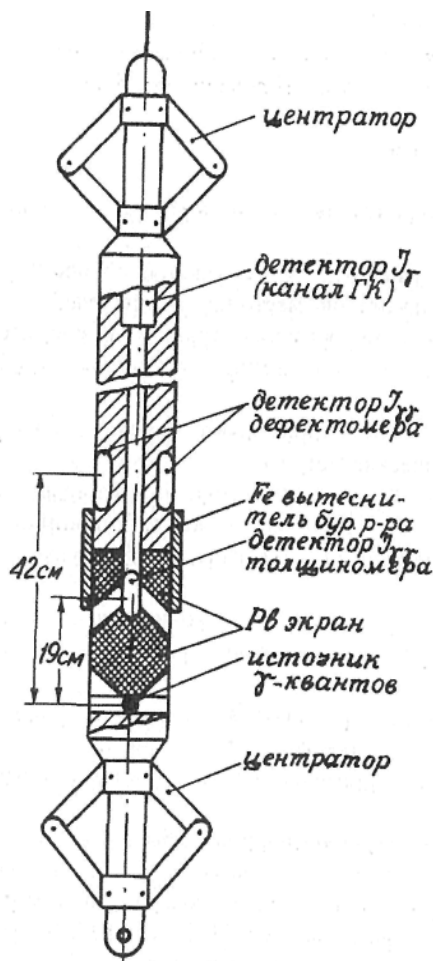


Рис. 79. Конструкция гамма-дефектомера-толщиномера СГДТ-3

Для контроля состояния обсадных колонн широко применяют метод, основанный на регистрации рассеянного гамма-излучения. В скважинном приборе, предназначенном для проведения этих исследований, гамма-гамма-толщиномер в качестве источника мягкого гамма-излучения использует изотоп тулий-170, энергия гамма-излучения которого порядка 100 кэВ. Размер зонда, т. е. расстояние от источника до индикатора, менее 10 см. На рис. 79 показано устройство скважинного прибора СГДТ-3 в продольном разрезе. Прибор представляет собой комбинацию 2 зондов ГГК, короткого и длинного, с одним источником. Детектор короткого зонда-толщиномера размещен в 19 см от источника. Это расстояние и углы наклона коллимационных отверстий выбраны так, чтобы интенсивность рассеянного γ -излучения зависела, главным образом, от толщины обсадной колонны. Этот прибор позволяет: измерять толщину стенок обсадной колонны; определять местоположение муфт, пакеров, центрирующих фонарей; выявлять дефекты в обсадных трубах, образовавшиеся в результате механического воздействия или коррозии.

Примеры интерпретации толщинограмм приведены на рис. 80. На диаграмме четко выделяются соединительные муфты колонны 1, места установок центрирующих фонарей 2,

разрывы колонны 3, которые могут быть приурочены к интервалам перфорации 5, участки коррозионного износа 4.

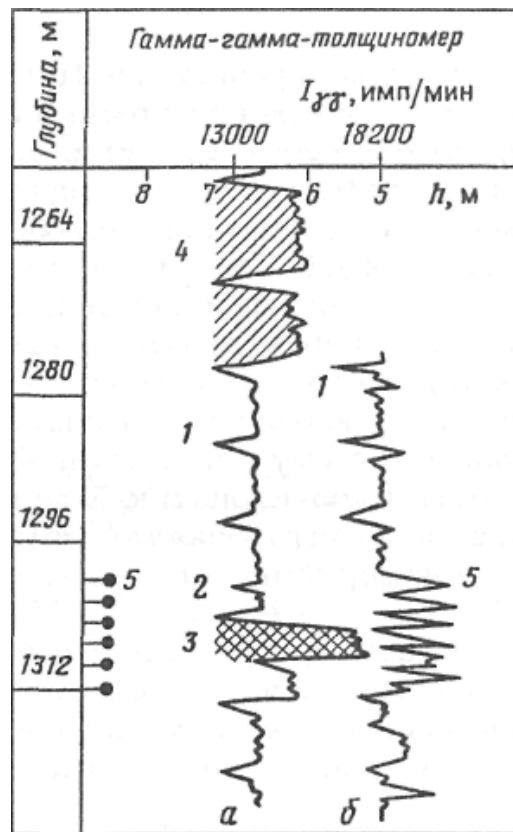


Рис. 80. Пример определения технического состояния обсадных колонн по гамма-гамма-толщинограмме (а), по кривой локатора муфт (б)

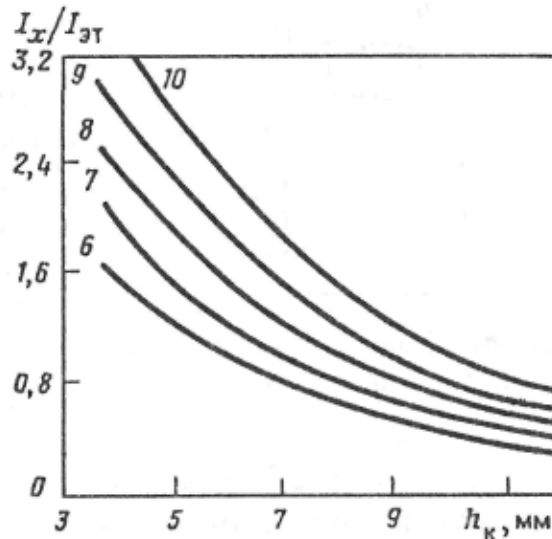


Рис. 81. График для определения толщины стенки обсадной колонны диаметром 146 мм по данным гамма-гамма-толщиномера. Шифр кривых – h , мм

Для количественной интерпретации получаемого материала требуется снятие контрольных отсчетов в специальных эталонировочных стендах $I_{ЭТ}$. Характер зависимости между показаниями прибора $I_X / I_{ЭТ}$ и толщиной стенки трубки обсадной колонны h_K , представленный в виде семейства кривых $I_X / I_{ЭТ} = f(h_K)$, показан на рис. 81. Ис-

пользуя приведенные графики, можно нанести на диаграмму шкалу h_K с шагом через 1 мм. Точность определения средней толщины стенок $\pm 0,5$ мм.

Измерение внутреннего диаметра обсадной колонны

Толщиномер целесообразно использовать совместно с приборами, позволяющими измерять внутренний диаметр труб: профиломером, микрокаверномером.

Трубчатый профиломер ПТС предназначен для измерения внутреннего диаметра и профиля обсадных колонн. Прибор снабжен двенадцатью измерительными рычагами. Профиль определяется парой рычагов, расположенных в одной плоскости и перемещающихся независимо от других пар. Прибор центрируется в скважине. Перемещение каждой пары рычагов связано с отдельным реостатом. Для преобразования механических перемещений в электрические реостаты от общего генератора питаются переменным током частотой 20 кГц. Для одновременной регистрации шести измеряемых параметров по жиле кабеля используют временную импульсную телеизмерительную систему с амплитудной модуляцией. Прибор рассчитан для работы с трехжильным кабелем и восьмиканальным регистратором. Максимальная рабочая температура 120 °С; давление до $8 \cdot 10^7$ Па; диаметр измеряемых колонн 190...300 мм; погрешность измерения $\pm 1,5$ мм.

Измерения, выполненные трубчатым профиломером, позволяют выявить эксцентриситет обсадной колонны, обусловленный неравномерным сжатием, выделить интервалы на внутренней поверхности колонны, нарушенные коррозией.

Определение положения соединительных муфт

Определение положения соединительных муфт производится с помощью прибора, называемого локатором муфт (ЛМ).

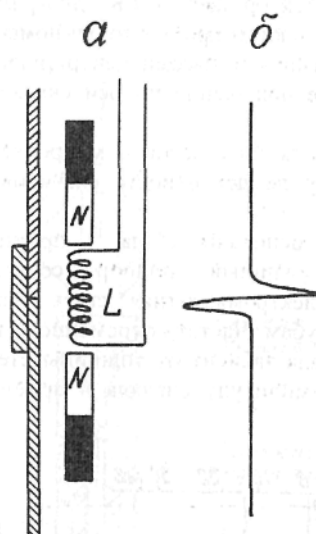


Рис. 82. Устройство простейшего локатора муфт (а) и вид диаграммы локатора (б)

Простейший локатор муфт (рис. 82) состоит из катушки индуктивности с большим количеством витков и 2-х постоянных стержневых магнитов, установленных по обе стороны от катушки одноименными полюсами навстречу друг другу. Оси катушки и магнитов совпадают. Магнитные силовые линии постоянных магнитов пронизывают катушку индуктивности и замыкаются через трубу. При движении локатора в трубе, имеющей постоянную толщину стенок, магнитные потоки обоих магнитов одинаковы и компенсируют друг друга. Сигнал на выходе катушки индуктивности равен 0. При прохождении локатора мимо стальной соединительной муфты сначала усиливается магнитный поток верхнего магнита, затем – нижнего.

На выводах катушки появляется двуполярный импульс напряжения (рис. 82, б), который и регистрируется на поверхности. Амплитуда сигнала достаточно велика, так что никаких усилителей здесь не требуется.

Локатор реагирует и на некоторые повреждения ОК – трещины, перфорационные отверстия.

Диаграммы ЛМ используют для точной привязки интервалов перфорации. Муфты служат реперами. Их положение увязывают с маркирующими горизонтами обычных каротажных диаграмм необсаженных скважин путем совместной записи диаграмм ГК и ЛМ. Затем глубину спуска перфораторов проверяют по муфтам колонны. Обычное расстояние между соединительными муфтами – около 10 м. Определение мест прихвата ОК осуществляют с помощью приборов, называемых прихватоопределителями. Эти приборы используют изменение магнитных свойств ОК, связанное с ее механическим напряжением. Как известно, выше прихвата напряжение меньше (здесь трубы как бы опираются на породу), чем под ним. Прихватоопределители так же, как и локатор муфт, содержат катушку индуктивности и пару постоянных магнитов, магнитный поток которых замыкается через стенку колонны и пересекает витки катушки индуктивности.

Положение «прихвата» можно определить и с помощью обычного локатора муфт. Методика таких работ поясняется рис. 83.

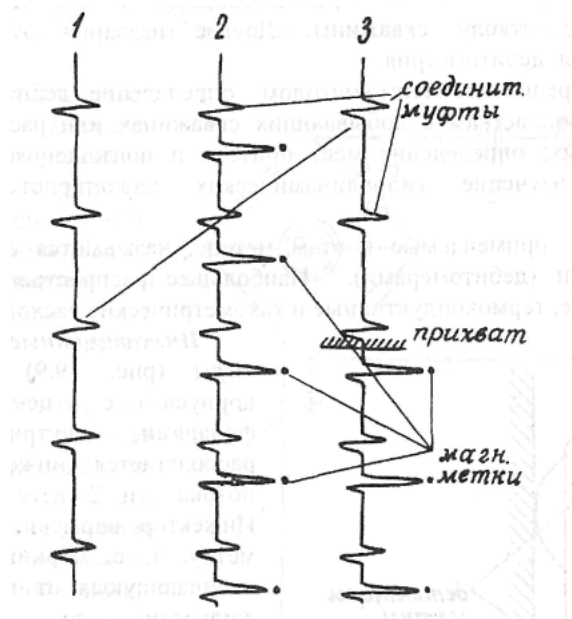


Рис. 83. Определение местоположения прихвата обсадной колонны с помощью локатора муфт:

1 – первичная диаграмма локатора;

2 – после простановки магнитных меток; 3 – после закручивания колонны

Сначала снимают обычную диаграмму ЛМ (кривая 1). Затем в скважину опускают намагничивающее устройство и через определенный интервал ставят на колонне магнитные метки – намагничивают небольшие участки ОК. Снова снимают диаграмму ЛМ (кривая 2), на которой будут отбиты уже не только соединительные муфты, но и магнитные метки. На диаграмме 2 они помечены точками. После этого трубу подвергают механическому усилию – начинают вытаскивать ее с помощью специальных домкратов или закручивать. Это механическое воздействие вызывает размагничивание магнитных меток, и они исчезают. Но ниже прихвата механическое усилие не передается, и магнитные метки там сохраняются. Еще раз снимают диаграмму ЛМ (кривая 3). По промежутку, где исчезают магнитные метки, определяют положение прихвата. После этого

труба может быть обрезана выше места прихвата и извлечена на поверхность для повторного использования.

Притокометрия

Притокометрия включает определение мест притоков и поглощений в бурящихся скважинах, установление мест притоков, заколонных перетоков, поглощений в обсаженных скважинах. Решают эти задачи с помощью дебитомеров, термометров, резистивиметров, радиоактивных изотопов.

Большое распространение для решения этих задач получила термометрия. Ее применение основано на различии температур пластового флюида и бурового раствора, заполняющего скважину. Использование дебитометрии ограничивается случаями, когда происходит перемещение флюида по стволу скважины. Резистивиметры позволяют выделять интервалы притока только пластовых вод или зоны поглощения бурового раствора.

Рассмотрим методики выделения мест притока и затрубной циркуляции в обсаженных скважинах.

Выделение мест притока

В эксплуатируемых скважинах интервал притока уверенно выделяется по замерам дебитомеров.

Если пластовое давление уравновешено давлением столба жидкости в скважине, а статический уровень установился ниже устья скважины, то применяют термометрию и резистивиметрию. При этом для определения местоположения притока изменяют противодавление на пласт. Изменить давление можно путем понижения уровня жидкости в скважине (метод отгартывания) или повышения давления на пласт (метод продавливания).

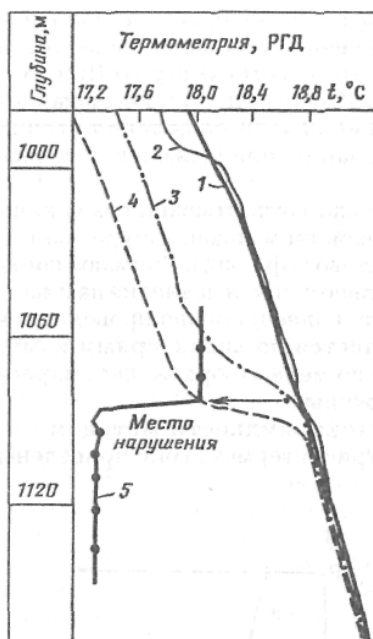


Рис. 84. Выделение места притока пластовых вод расходомером РГД и термометром по методу продавливания.

Замер термометром: 1 — контрольный; 2 — после закачки 4 м³ жидкости;

3 — после продавливания 10 м³; 4 — после продавливания 14 м³;

5 — результаты измерений расходомером РГД

При проведении исследований методом отгартывания скважину заполняют жидкостью, которая по свойствам, температуре, сопротивлению отличается от свойств пла-

стового флюида. Снимают контрольную кривую. Затем, последовательно снижая давление на пласт, вызывают приток пластового флюида и одновременно проводят серию замеров. Место притока выделяется по характерным изменениям показаний прибора, которые по мере отбора жидкости распространяются вверх по стволу скважины.

Пример выделения места притока по показаниям термометра и механического расходомера методом продавливания приведен на рис. 84.

Выделение интервалов затрубной циркуляции

Затрубная циркуляция, т. е. движение флюида по стволу скважины за обсадной колонной, возможна при некачественной цементации. Нарушение целостности цемента может быть связано с неудачной первоначальной заливкой или изменениями цементного камня под воздействием механических или физико-химических процессов, протекающих в прискважинной зоне в процессе испытания скважин и разработки месторождения.

Перетоки могут наблюдаться из одного пласта в другой без выхода в скважину; в скважину из пласта, залегающего выше или ниже интервала перфорации; из скважины в пласт, не вскрытый перфорацией.

При выделении интервалов перетока обязательно проведение исследований по контролю качества цементирования скважины.

Внутреннюю циркуляцию, т. е. циркуляцию пластового флюида без выхода в скважину, определяют главным образом с помощью термометра. С этой целью скважину промывают и через 3–5 сут при установившемся тепловом режиме регистрируют температуру по всему стволу скважины. Схема выделения интервалов затрубной циркуляции пластовой жидкости приведена на рис. 85.

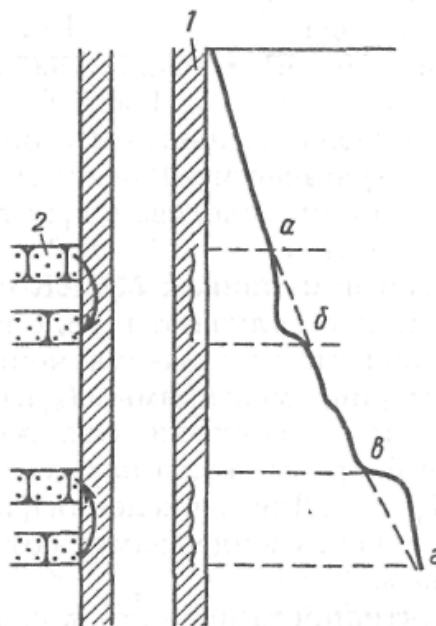


Рис. 85. Схема выделения затрубной циркуляции по данным термометрии.

1 – цемент; 2 – порода

На общем фоне изменения температур выделяются два интервала, в пределах которых градиент температуры практически равен нулю. На участке аб температура сохраняется постоянной, а в точке б она ниже окружающей среды. Такая картина наблюдается при перетоке жидкости за колонной сверху вниз. В интервале вг выделяется положительная аномалия. В точке в температура выше окружающей среды. Это обусловлено движением жидкости в затрубном пространстве снизу вверх.

Выделение затрубной циркуляции в нагнетательных скважинах можно показать на примере, приведенном на рис. 86. Скважина после вскрытия трех пластов в интервале 1580...1600 м продолжительное время использовалась как нагнетательная. Измерения показали, что температура по скважине на уровне 13 °С сохраняется ниже интервала перфорации до глубины 1612 м. Следовательно, на участке 1600...1612 м имеется затрубная циркуляция и закачиваемая жидкость не поступает в пласты, вскрытые перфорацией.

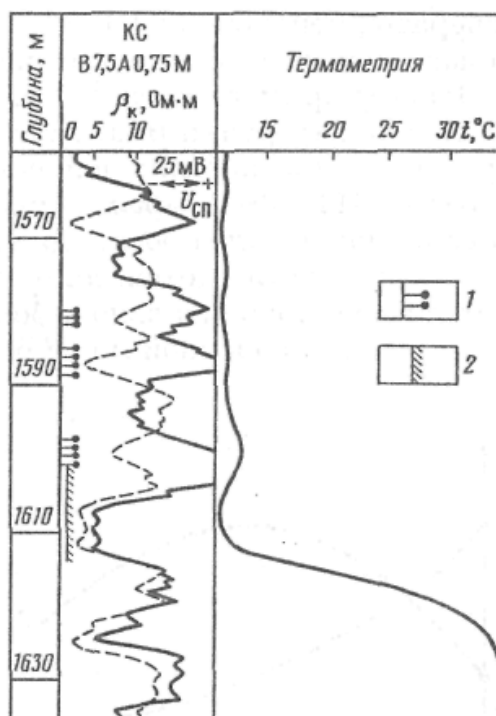


Рис. 86. Пример выделения интервала затрубной циркуляции воды в нагнетательной скважине по данным термометрии.
1 – интервал перфорации; 2 – интервал заколонной циркуляции

Перетоки воды, интенсивность которых превышает $5 \text{ м}^3/\text{сут}$, могут быть выделены методом наведенной активности кислорода – МНАК. Для активации кислорода необходим источник быстрых нейтронов.

При измерениях МНАК информацию получают в виде интенсивностей гамма-излучений, регистрируемых прямым I_{50} и обратным I_{25} зондами, а также в виде безразмерного параметра $\eta = I_{50} / I_{25}$. Для вычисления η интенсивность зондов замеряют по точкам.

Интерпретация метода основывается на следующем. При отсутствии потока показания малого зонда превышают показания большого зонда ($I_{25} > I_{50}$) (рис. 87). При движении жидкости перемещаются также и активированные атомы кислорода. Если поток жидкости движется снизу вверх, то показания малого зонда, расположенного ниже источника нейтронов, уменьшаются, а показания большого зонда, расположенного выше источника нейтронов, сначала увеличиваются, а затем с увеличением скорости потока также начинают снижаться (см. рис. 87).

При исследовании скважин, в которых поток воды движется сверху вниз, в частности в нагнетательных скважинах, измерения выполняют обращенной зондовой установкой, т. е. нижний зонд имеет размер 50 см, а верхний – 25 см.

Процесс выделения интервалов перетоков включает следующие операции. В исследуемом интервале регистрируют диаграммы ГМ и ИНМ-Т при времени задержки

$\tau = 800$ мс. Проводят непрерывную регистрацию МНАК прямым и обратным зондами. Если по непрерывным диаграммам МНАК интервал перетока уверенно не выделяется, то проводят измерения по точкам с вычислением параметра η . Шаг измерений составляет 1 м.

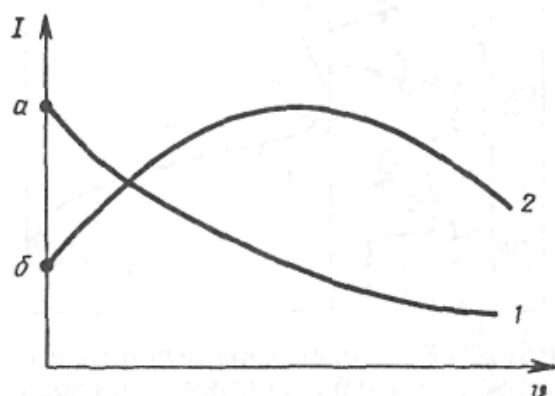


Рис. 87. Характер изменения показаний МНАК (I) в зависимости от скорости потока (v), при движении жидкости снизу вверх. 1 – для зонда $l = -25$ см; 2 – для зонда $l = 50$ см; $a, б$ – значения соответствующих зондов при отсутствии потока

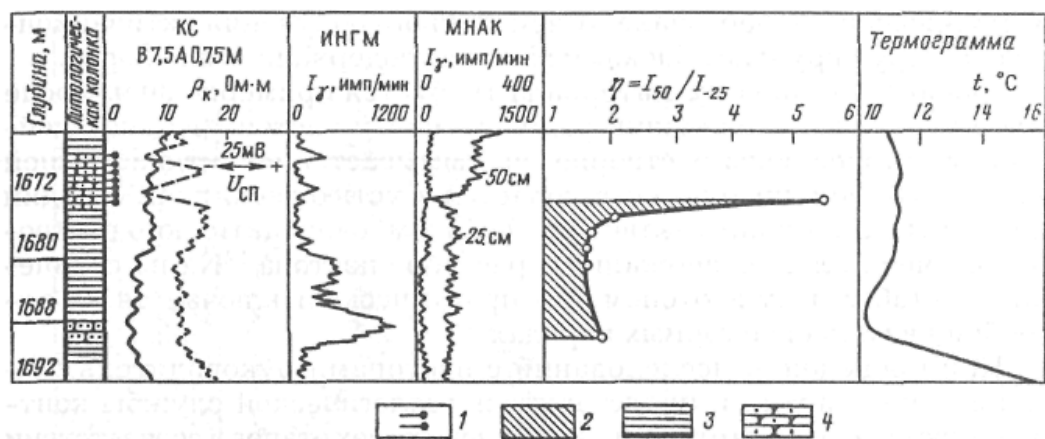


Рис. 88. Пример выделения заколонного перетока в нагнетательной скважине по данным МНАК, ИНГМ. 1 – интервал перфорации; 2 – заколонный переток; 3 – глина; 4 – песчаник

Пример интерпретации диаграмм МНАК по выделению интервала затрубной циркуляции в нагнетательной скважине приведен на рис. 88. Основной поток жидкости по скважине, который приурочен к интервалу перфорации, четко выделяется по непрерывным диаграммам МНАК: значения I_{50} превышают I_{-25} . Ниже зоны перфорации в интервале 1666–1684 м по значениям относительного параметра η , а также по данным термометрии фиксируется переток жидкости в затрубном пространстве.

Геофизические исследования являются неотъемлемым этапом при оценки технического состояния обсадных колонн. Нередко неверный выбор методов геофизических исследований или неправильная интерпретация этих исследований приводят к непоправимым последствиям. Систематический контроль технического состояния обсадных труб является одной из наиболее действенных мер предотвращения возможных аварий и заключается в определении их толщины, внутреннего диаметра, овальности, местоположения башмака и муфтовых соединений, а также в выявлении в них различных дефектов (трещин, прорывов и т. д.).

5.4. Барометрия и расходометрия скважин

Опыт разработки нефтяных месторождений с применением заводнения показывает, что из-за неоднородности пластов по толщине (слоистость и расчлененность) вытеснение нефти из пласта происходит преимущественно послойно. Высокопроницаемые слои и прослои оказываются обводненными раньше, чем менее проницаемые. Зональная неоднородность и линзовидность обуславливают неравномерное заводнение пласта по площади. При наличии гидродинамической связи между разрабатываемыми пластами перетоки жидкости из пласта в пласт.

Цель геофизических исследований в скважинах в процессе разработки нефтяных залежей – получение достоверной информации о состоянии выработки запасов, на основании которой может быть оценена эффективность разработки и внесены необходимые уточнения в проект разработки.

В настоящее время существующим комплексом геофизических методов исследований в скважинах решаются следующие основные задачи разработки залежей нефти: изучение эксплуатационных и энергетических характеристик пластов; исследование процесса вытеснения нефти в пласте; определение режима работы эксплуатационной скважины.

Изучение эксплуатационных характеристик пласта и энергетического состояния залежи нефти основано на проведении исследований по: определению отдающих интервалов в добывающих скважинах и поглощающих интервалов в нагнетательных скважинах; установлению профилей притока и поглощения в перфорированных интервалах продуктивного разреза скважины; определению пластовой температуры и давления; определению структуры и состава потоков жидкости в стволе скважины.

5.4.1. Барометрия

Основная задача барометрии эксплуатационных скважин – изучение градиентов давления, которыми определяется скорость движения жидкости в пласте, а, следовательно, и темпы выработки запасов нефти. Чем больше эти градиенты, тем выше энергетические показатели залежи нефти.

Наиболее широкое применение метод получил в нефтяной гидрогеологии и океанологии. Применительно к поставленным задачам исследования воды в скважинах давление выступает как самостоятельный параметр, а не только в качестве показателя глубины погружения зонда, как это часто используется в океанографических исследованиях. В редких случаях он применяется и для этих целей при измерениях в наклонных и горизонтальных скважинах. По его изменению в скважине можно выявлять слои воды с различающейся плотностью. Плотность воды в скважинах на объектах исследования изменялась в пределах $1,00 \dots 1,14 \text{ г/см}^3$ при $20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Информация о давлении в залежи получается по результатам систематических измерений давления в скважинах. Анализ изменения давления по площади на определенную дату эксплуатации скважин позволяет судить об энергетическом состоянии залежи.

При изучении энергетического состояния залежи нефти в местах пересечения пластов стволами скважин определяют: абсолютное значение давления на забое скважины; разность между значениями на забое (депрессию); приращение давления (разность между начальным и текущим значениями давления на забое); зависимость гидростатического давления в скважине от глубины.

В эксплуатационных и нагнетательных скважинах давление на глубине против середины работающей толщины пласта называется *забойным давлением*. При отсутствии отбора или нагнетания жидкости в пласт забойное давление близко к пластовому, т. е. Давление на забое в период простоя скважины называется *пластовым давлением*. При отборе жидкости из скважины забойное давление становится меньше пластового

на величину депрессии, при нагнетании в пласт воды – превышает пластовое давление на величину репрессии.

Метод барометрии применяют:

- для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты;
- определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления;
- оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси.

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

Измерения в скважинах глубинным манометром проводят в статическом (в отсутствие движения жидкости) и в динамическом (жидкость движется) состояниях. В первом случае по сопоставлению данных измерений давления, выполненных в разное время, судят об изменении пластового давления в залежи за календарный период разработки. Из графика изменения давления в пласте во времени (рис. 89) видно, что положение точек характеризуется разбросом, значительно большей погрешности измерения манометром. Полоса разброса непрерывно понижается, что позволяет делать вывод о планомерном снижении пластового давления в залежи с увеличением срока разработки. Отклонение отдельных измерений от средней статистической зависимости связано с влиянием работы соседних скважин и проведением замеров при не полностью восстановившемся давлении в скважине.



Рис. 89. Пример изменения пластового давления во времени

В динамическом состоянии пласта замеры давления производят совместно с измерениями расхода жидкости. Это позволяет определять коэффициенты продуктивности и приемистости, по которым судят о совершенстве вскрытия пластов (мест истечения или поглощения жидкости).

Наличие сведений о давлениях в каждом из совместно эксплуатирующихся пластов позволяет прогнозировать приближение фронта обводнения, поскольку в обводняющемся пласте обычно наблюдается повышение давления. Выявление различий давлений в расположенных рядом пластах способствует своевременному принятию мер по предотвращению нарушения крепления заколонного пространства скважины и возникновения перетоков между пластами.

Современные измерения давления и расхода жидкости позволяют также строить индикаторные диаграммы (рис. 90). Точкам на диаграмме соответствуют величины давления и расхода, измеренные в скважине при штуцерах, имеющих разные сечения отверстий. Путем экстраполяции индикаторной линии на ось расхода можно оценить величину пластового давления, равного давлению при отсутствии притока жидкости в скважину (9,6 МПа).

Метод снятия индикаторной кривой (рис. 91) проводят с целью определения оптимального способа эксплуатации скважины, изучения влияния режима работы скважины на величину дебита.

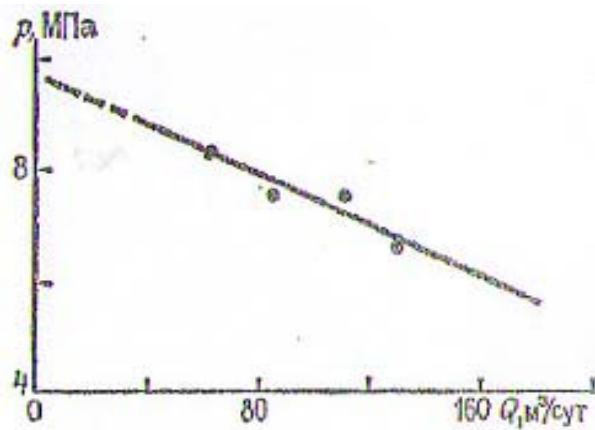


Рис. 90. Индикаторная диаграмма

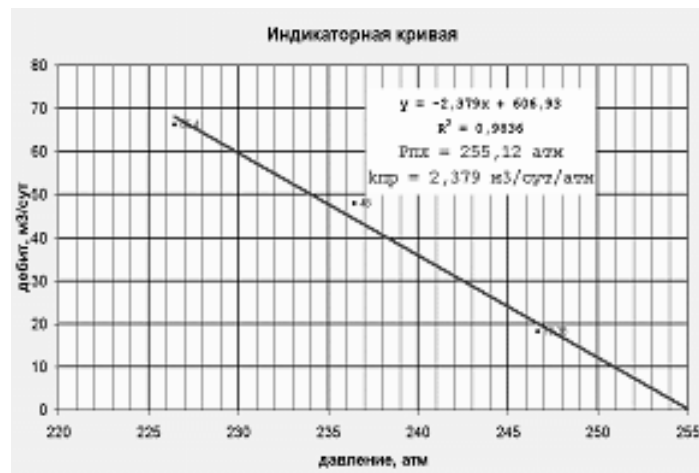


Рис. 91. Индикаторная кривая

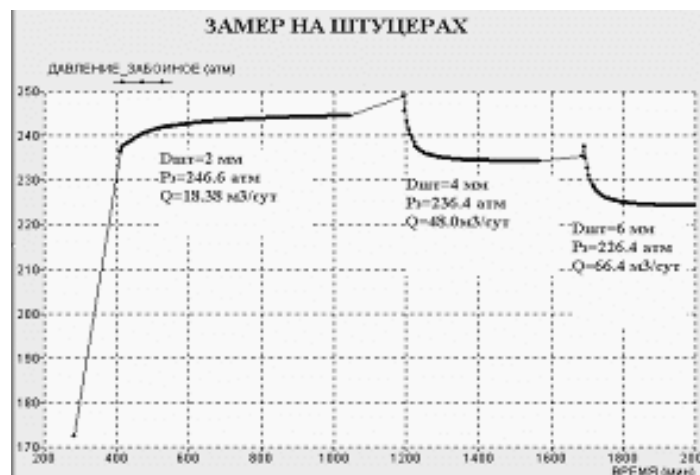


Рис. 92. Замер на штуцерах

Особенности:

- применим для скважин с высокими устойчивыми дебитами;
- основными определяемыми параметрами являются пластовое давление и коэффициент продуктивности;
- предусматривает проведение замеров на 4...5 установившихся режимах скважины;
- отработка скважины, как правило, проводится на штуцерах с различными диаметрами (рис. 92);

- при каждом режиме измеряют забойное давление, дебиты жидкой и газообразной фаз пластового флюида;
- для более полной оценки фильтрационных характеристик пласта необходимо комплексирование с методом КВД в остановленной скважине.

Метод кривой восстановления давления (КВД) применяется для скважин, фонтанирующих с высокими и устойчивыми дебитами (рис. 93).

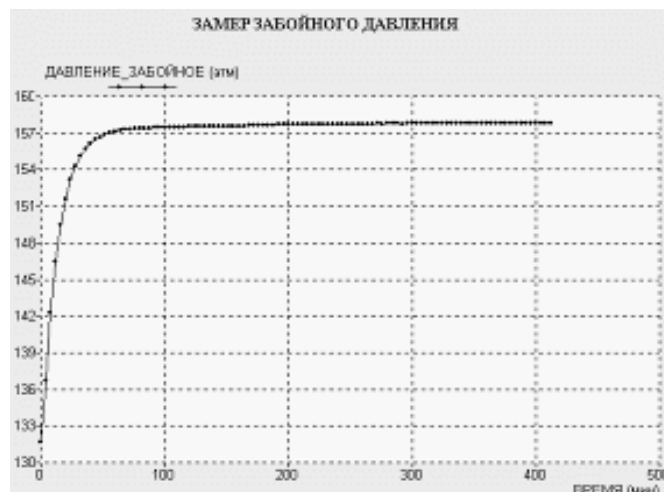


Рис. 93. Замер забойного давления

Особенности:

- проводится в остановленной (отбор жидкости прекращен) скважине при герметизации устья;
- для определения параметров удаленной от скважины зоны пласта длительность регистрации КВД должна быть достаточной для исключения влияния «после притока» (продолжающегося притока жидкости в ствол скважины);
- восстановление давления в «чистой» КВД происходит за счет сжатия жидкости в пласте;
- в фонтанирующей скважине регистрация забойного давления производится как при эксплуатации на штуцере, сопровождающейся замерами установившихся дебитов нефти и воды, так и в загерметизированном стволе скважины;
- при вскрытии и освоении свабированием скважин с прогнозируемыми высокими энергетическими свойствами пластов необходимо использование автономных приборов (устанавливаемых или в переходнике ПАСП, или на колонне НКТ или в шахте под перфоратор ПКТ-89).

Основными параметрами, определяемыми по КВД, являются:

- пластовое давление;
- коэффициент гидропроводности (проницаемости);
- коэффициент пьезопроводности;
- приведенный радиус;
- скин-фактор;
- коэффициент продуктивности на 10 суток;
- коэффициент продуктивности потенциальный;
- радиус зоны исследования;
- время стабилизации режима.

Метод кривой восстановления уровней (КВУ) применяется для скважин с низкими пластовыми давлениями (с низкими статическими уровнями) (рис. 94). Проводится

в остановленной (отбор жидкости прекращен) скважине с открытым устьем. Из пласта продолжается затухающий со временем приток и подъем уровня в стволе скважины. Изменение давления в основном определяется подъемом уровня за счет продолжающегося притока жидкости из пласта. Кривую изменения давления в этом случае называют кривой притока (КП).

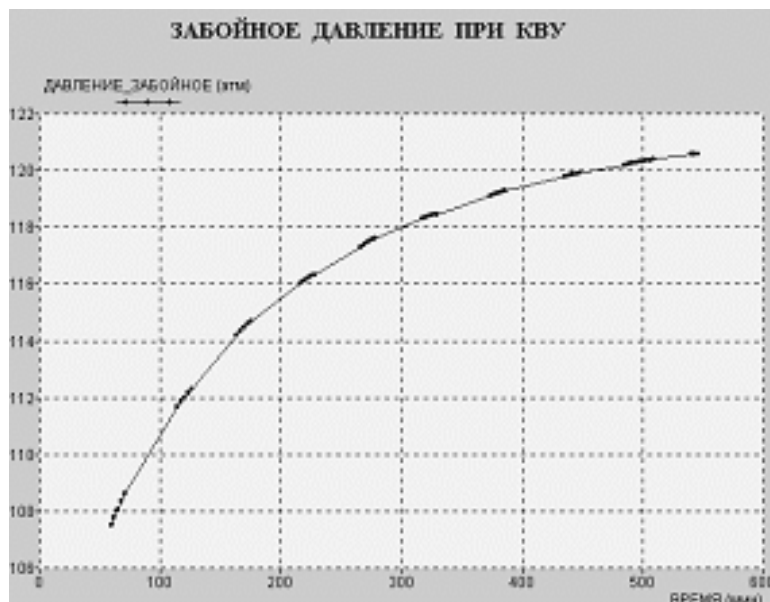


Рис. 94. Забойное давление при КВУ

Особенности:

- длительность регистрации КП зависит от продуктивности скважины, плотности флюида, площади сечения поднимающегося в стволе скважины потока жидкости и угла наклона ствола скважины;
- как правило, параллельно проводят замеры статического и динамических уровней раздела газожидкостных фаз флюида;
- при вызове притока свабированием в скважинах с прогнозируемыми высокими дебитами следует использовать автономные приборы.

Основными параметрами, получаемыми по кривой притока, являются:

- пластовое давление;
- коэффициент продуктивности;
- дебит скважины.

Измерения выполняют глубинными манометрами, которые подразделяют на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Их подразделяют также на манометры с автономной регистрацией, которые опускают на скребковой проволоке, геофизическом кабеле (с последующим оставлением на якорь в заданном интервале) или в составе пластоиспытателей, и дистанционные, работающие на геофизическом кабеле.

Для измерения давления в скважинах используются скважинные манометры различных конструкций. В качестве датчиков давления в них применяют элементы, способные превращать механическое воздействие на них окружающей среды в изменения свойств, доступные для измерения электрическими методами.

К таким элементам относятся: геликсная пружина; поршень, нагруженный пружиной; сильфонная пружина; мембрана и др.

В качестве датчиков давления можно использовать также пьезоэлектрические, магнитоупругие датчики, датчики контактного сопротивления.

В качестве чувствительного элемента в скважинном манометре, приведенном на рис. 95, использованы сильфонная и геликсная пружины. На сильфонную пружину 1 воздействует давление жидкости в скважине p_1 . Геликсная пружина 2 помещена в охранный корпус 3 скважинного прибора и находится под давлением p_2 , близким к атмосферному. Внутренние полости обеих пружин соединены и могут быть заполнены жидкостью или сжатым воздухом. При увеличении давления p_1 сильфонная пружина сжимается и изменение объема заполнителя передает усилие на геликсную пружину, раскручивая её. Угол раскручивания пружины преобразован в изменение электрического тока (путем вращения ползунка потенциометра или сердечника катушки индуктивности).

Существенными достоинствами таких датчиков, определяющими их широкое применение в измерительной технике, являются высокая чувствительность и хорошие механические свойства упругого элемента (стабильность и воспроизводимость характеристики деформации мембраны).

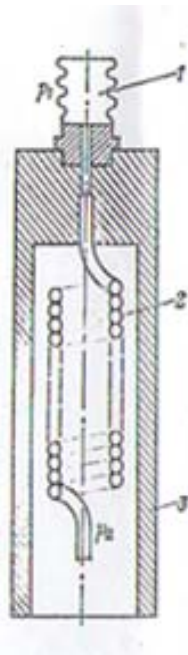


Рис. 95. Принципиальная схема скважинного манометра

Недостатками таких датчиков давления являются нелинейность функции преобразования и большая дополнительная температурная погрешность. В гидрогеохимических скважинных зондах, разработанных совместно сотрудниками ИГЕМ РАН и НПЦ ПАЛС, осуществляется автоматическая цифровая коррекция указанных погрешностей. В основе используемого способа коррекции погрешностей лежат математическое моделирование канала путем его индивидуальной калибровки и точное оценивание давления на базе этой модели. С этой целью с тензопреобразователя давления снимаются два выходных сигнала (с измерительной и с генераторной диагоналей тензомоста), которые затем преобразуются в цифровые коды с помощью аналого-цифрового преобразователя высокой разрядности (24-разрядный дельта-сигма АЦП). Таким образом, датчик давления рассматривается как двухканальный преобразователь, в котором выходной сигнал каждого канала зависит как от давления, так и от температуры, причем указанные зависимости описываются различными математическими моделями. Модель датчика давления представляет собой систему из двух уравнений, которая при каждом измерении решается в компьютере итерационным методом. В результате решения получают оценку температуры тензомодуля в момент измерения и точная оценка измеряемого давления. Используемая математическая модель датчика нелинейна как по давлению,

так и по температуре, поэтому автоматически осуществляется как коррекция температурной погрешности, так и коррекция нелинейности функции преобразования.

Применение вышеописанного метода автоматической цифровой коррекции погрешностей позволило гарантировать полную (суммарную) погрешность измерения давления, не превышающую 0,15 % (приведенная погрешность) в диапазоне температур 0-+80 °С, а также обеспечить долговременную стабильность характеристик.

Необходимо также отметить высокую разрешающую способность датчика (0,002...0,01 %) по давлению, что необходимо для решения ряда практических задач, например, для обнаружения и оценки изменений плотности водной среды в скважине. Очевидно, что выявление слоев воды с отличающейся плотностью возможно в том случае, когда изменение давления на выбранной базе (расстоянии между точками отсчета по вертикали) превышает разрешающую способность.

В основном использовались датчики давления с верхним пределом 40...60 атм и лишь в скважинах на нефтяных месторождениях – с пределом 600 атм. В последнем случае удавалось надежно обнаруживать границу «нефть-рассол» при перепаде плотностей 0,1 г/см³.

К настоящему времени промыслово-геофизический контроль за эксплуатацией нефтяных и газовых скважин (ГИС-контроль) приобрел статус самостоятельного направления как по задачам, так и по методам их решения. Его конечной целью является информация для оптимизации работы скважины, прогнозирования отработки продуктивных пластов, обоснования мероприятий по подземному ремонту, а также для решения других стратегических и текущих проблем разработки месторождений. Исследования осуществляются в интерактивном режиме и в реальном масштабе времени с полной одновременной обработкой получаемой информации.

Оперативная информация о регистрируемых параметрах может быть выдана заказчику в любое время в течение всего процесса исследований. Заключение по результатам исследований с пакетом всего полученного материала может быть выдано заказчику в течение 30 минут после завершения регистрации последнего параметра. Применяемые при исследованиях кабель и устьевое оборудование полностью исключают утечки флюида скважины в окружающую среду.

5.4.2. Расходомерия скважин

Одним из методов контроля за процессами разработки и эксплуатации месторождений является расходомерия.

Расходомерия является одним из основных методов исследования динамики отбора и поглощения жидкости в эксплуатационных и нагнетательных скважинах. Расходомерия скважин заключается в измерении скорости перемещения жидкости по скважине приборами, получившими название расходомеров.

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

Определение интервалов притока и поглощения скважинными расходомерами

Скважинный дебитомер или расходомер состоит из следующих основных узлов: датчика, воспринимающего движение флюида и вырабатывающего электрический сигнал, величина которого функционально связана со скоростью потока; пакера, перекрывающего пространство между дебитомером и колонной труб (стенками скважины) для направления всего потока флюида через канал, в котором расположен датчик; меха-

низма управления пакером, служащего для дистанционного раскрытия и закрытия пакера после спуска прибора на заданную глубину.

Расходомеры могут быть с местной регистрацией и дистанционные. В приборах с местной регистрацией измеренная величина регистрируется устройством, помещенным в самом скважинном снаряде. Их пакеры обычно раскрываются однократно с помощью спускового механизма, также размещенного в скважинном снаряде. В дистанционных приборах измеряемая в виде электрического сигнала величина передается на поверхность по кабелю и там регистрируется обычными регистраторами станций.

Наиболее распространены расходомеры с дистанционной передачей показаний. Их преимущества перед приборами с местной регистрацией параметров заключаются в возможности непосредственного наблюдения за результатами исследования. Они позволяют осуществлять многократное раскрытие и закрытие пакера, а, следовательно, проводить за один спуск исследования на различных глубинах и в разных интервалах.

Преимущество дебитомеров с местной регистрацией – простота конструкций, они не требуют специального оборудования (каротажных станций). Измерения с ними обычно выполняет персонал промыслов.

Дебитомеры различаются также способом пакеровки. Дебитомеры с абсолютной пакеровкой обеспечивают проход всего потока через измерительный канал. Дебитомеры с пакерами зонтичного типа лишь частично перекрывают пространство между стенкой скважины и дебитомером.

Для лучшего перекрытия зазора между дебитомером и стенками обсадной колонны материал абсолютного пакера должен быть эластичным. Его обычно делают из маслостойкой резины или специальной эластичной ткани. Он имеет форму цилиндрической трубки с продольными гофрами, концы которой плотно крепятся к корпусу прибора. При движении прибора по скважине пакер складывается так, что его диаметр не превышает диаметра остальной части скважинного прибора. Для раскрытия пакера внутрь его насосом закачивают буровой раствор, пакер раздувается и, приобретая овальную форму, прижимается к колонне. В некоторых дебитомерах пакер управляется электромеханическим приводом. Пакер раскрывается за счет сгибания нескольких пар пластин, к которым прикреплена ткань пакера.

Зонтичные пакеры не полностью перекрывают зазор между прибором и колонной. Их преимущество – более простая система раскрытия. Зонтичные пакеры раскрываются с помощью специального микродвигателя, питаемого током по кабелю. В дебитомерах с местной регистрацией – пакеры раскрываются с помощью спускового механизма и реле времени.

Существуют также более простые дебитомеры без пакеров. Их применение целесообразно при измерении больших расходов жидкости или газа, а также при стационарной установке прибора в скважине, когда доля флюида, проходящего через датчик, остается примерно постоянной. Введение пакеров в конструкцию дебитомеров вызывает значительное усложнение их конструкции, но в то же время повышается точность определения дебитов.

По принципу действия основного элемента – датчика наиболее распространенные скважинные расходомеры, относятся к одному из двух типов: механические и термокондуктивные.

Гидродинамическая (механическая) расходомерия

Каждый комплект расходомера должен быть снабжен градуировочной характеристикой, представляющей собой зависимость показаний прибора от объемного расхода жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$). Градуировка расходомера производится на воде, на специальном гидродинамическом стенде. Одновременно определяется коэффициент пакеровки при-

бора и его стабильность. Стабильность характеристик прибора и их соответствие градуировочному графику контролируется в промышленных условиях по результатам сопоставления суммарных дебитов (расходов) скважин, определенным по данным расходомера и в замерном устройстве на поверхности.

На рис. 96. приведена схема механического расходомера с пакером. Пакер перекрывает скважину и заставляет жидкость поступать в канал, в котором установлена вертушка.

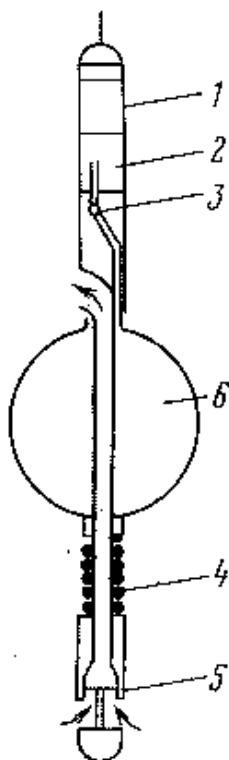


Рис. 96. Принципиальная схема дебитомера с пакером фирмы Шлюмберже.
1 – локатор муфт; 2 – фильтр; 3 – насос; 4 – пружина пакера; 5 – вертушка; 6 – пакер

Измерительным элементом гидродинамического расходомера является турбинка с лопастями, расположенная в канале так, что через нее проходит поток жидкости, заставляющий ее вращаться. При вращении турбинка приводит в действие магнитный прерыватель тока, по показаниям которого определяют частоту ее вращения. Чем выше дебит, тем быстрее вращается турбинка и тем больше импульсов в единицу времени поступит в измерительный канал. Частота импульсов преобразуется блоком частотомера в пропорциональную ей величину напряжения и по линии связи поступает на поверхность, где фиксируется регистрирующим прибором.

Применяют пакерные, с управляемым пакером и беспакерные приборы. Пакерный прибор РГД-5 дает возможность измерять весь приток жидкости в эксплуатационной колонне нагнетательной скважины диаметром 146...168 мм. Спуск беспакерного прибора или с управляемым пакером ДГД-8 возможен также при наличии в колонне насосно-компрессорных труб диаметром 50,8...63,5 мм.

Гидродинамический расходомер опускается в скважину до кровли верхнего перфорированного интервала, и при открытом пакере регистрируются показания калибратора, нулевые линии и показания суммарного дебита. Затем при закрытом пакере прибор опускается на забой. Запись диаграммы производится непрерывно при подъеме прибора с прикрытым пакером до воронки насосно-компрессорных труб со скоростью 60...80 м/ч в масштабе глубин 1:200. На участках кривой с резкими изменениями деби-

та производят точечные измерения через 0,4 м, на участках кривой с малыми изменениями дебита – через 1...2 м. Определения выполняют с полностью открытым пакером. По непрерывным измерениям диаграмм расходомерии качественно оценивают места притока (приемистости), а также выявляют нарушения герметичности колонны в неперфорированных интервалах. По данным точечных измерений, проводимых последовательно и равномерно в заданных точках, дается количественная оценка распределения расхода жидкости по пластам и строится интегральная расходограмма. Полученная кривая показывает количество жидкости, проходящей через сечение скважины на различных глубинах.

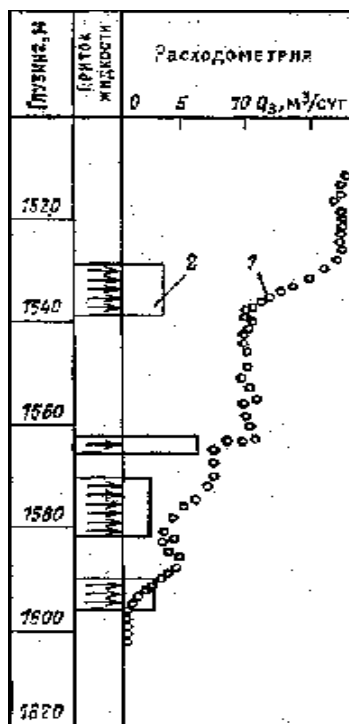


Рис. 97. Расходограмма, зарегистрированная механическим расходомером:
1 – интегральная; 2 – дифференциальная, характеризующая интенсивность притока на единицу мощности пласта

Интегральная кривая характеризует суммарный дебит всех пластов, расположенных ниже данной глубины. В интервалах притока на такой кривой наблюдается рост показаний, а в интервалах поглощения – их уменьшение. Интегральная расходограмма служит для построения дифференциальной зависимости, характеризующей интенсивность притока (поглощения) на единицу мощности пласта.

Основным преимуществом гидродинамических расходомеров является сравнительно небольшое влияние состава флюида на результаты измерений и возможность количественной оценки притока жидкости из интервала перфорации. Недостатки их следующие: низкая чувствительность к малым дебитам ($1...5 \text{ м}^3/\text{сут}$), частые отказы из-за наличия в жидкости механических примесей (песка, глинистых частиц).

Термокондуктивная расходомерия

Термокондуктивный расходомер представляет собой один из видов термоанемометра (термокондуктивный анемометр), работающего в режиме постоянного тока. Принцип работы таких расходомеров основан на зависимости температуры подогреваемого термодатчика от скорости потока. Термодатчиком в приборе служит резистор, нагреваемый током до температуры, превышающей температуру окружающей среды.

Величина приращения температуры термодатчика ΔT позволяет судить о скорости потока, определяется по измерениям приращения сопротивления датчика.

Термокондуктивные расходомеры с термодинамическим датчиком СТД основаны на зависимости степени охлаждения нагреваемого сопротивления, помещенного в поток, от средней линейной скорости потока. Они предназначены для исследования фонтанирующих скважин через насосно-компрессорные трубы и глубинно-насосных скважин через межтрубное пространство.

Переход от приращений сопротивления к скорости движения жидкости (газа) осуществляют по эталонной кривой, получаемой в результате эталонирования прибора, т. е. измерения его показаний при различных скоростях потока в трубе того же диаметра, что и диаметр обсадной колонны.

Измерительная установка термокондуктивного расходомера состоит из помещенной в поток непрерывно подогреваемой электрическим током спирали и скважинного термометра для измерения ее температуры. Место притока флюида в скважину отмечается уменьшением температуры. Термокондуктивные расходомеры (СТД), достаточно чувствительные к притокам с малым дебитом, надежны в эксплуатации и нечувствительны к выносу песка потоком жидкости. Однако с помощью этих расходомеров нельзя проводить количественные оценки интенсивности потока при неоднородных жидкостях. Профиль притока можно получить только при однокомпонентной жидкости.

Исследование дебитомерами, опускаемыми через насосно-компрессорные трубы (НКТ), возможно лишь в части разреза, расположенной ниже НКТ. В скважинах, эксплуатируемых глубинными насосами, дебитомеры можно спускать в метрубье. Спуск приборов через лубрикатор, особенно при высоком буферном давлении, относится к числу опасных работ и должен проводиться согласно специальным инструкциям для каждого типа лубрикатора.

Расходограммы, полученные приборами СТД, имеют более сложную форму (рис. 98) чем расходограмма, полученная гидродинамическим расходомером. По разнице между показаниями против нижнего и верхнего интервалов (непосредственно после минимума) количественно определяют, используя градуировочную кривую, дебит однокомпонентной жидкости, текущей по стволу скважины. Если в скважине течет многофазная смесь, то из-за чувствительности показаний к характеру флюида интервалы притока выделяются без количественного определения их дебитов, лишь качественно. Используя чувствительность термокондуктивных расходомеров к характеру флюида, по комплексу расходограмм, полученных гидродинамическим и термокондуктивным приборами, можно судить о составе жидкости. В действующих скважинах в зависимости от решаемых задач и конкретных геолого-технических условий применяют тот или иной тип расходомера или совместно.

Приборы типа СТД могут быть легко преобразованы в электрические термометры для измерения абсолютной температуры. С этой целью в электрическую схему прибора СТД включают дополнительное сопротивление, которое снижает на чувствительном скважинном плече моста силу тока до 10...12 мА и этим предохраняет термодатчик от разогрева.

Прибор СТД-2 дает возможность определить дебиты нефти, воды или двухфазных смесей в диапазоне от 1 до 300 м³/сут и дебиты газа от $2 \cdot 10^3$ до 10^6 м³/сут. Для работы с приборами СТД используют одножильный бронированный кабель и стандартные автоматические станции. Скорость записи приборами СТД – до 100 м/ч в режиме расходомера и до 500 м/ч в режиме термометра. Приборы СТД рассчитаны для работы при давлении до $4 \cdot 10^7$ Па и при температуре до 80 °С, при большей температуре стабильность работы нарушается; в режиме термометра стабильность работы сохраняется до 120 °С.

Термокондуктивные расходомеры типа СТД надежны в эксплуатации, достаточно чувствительны к притокам с малым диапазоном дебитов и нечувствительны к выносу песка потоком жидкости, имеют высокую проходимость в скважинах из-за отсутствия пакера. Однако с помощью термокондуктивного расходомера для неоднородных жидкостей нельзя проводить количественных оценок интенсивности потока. Профиль притока для количественной интерпретации можно получить только при однокомпонентной жидкости.

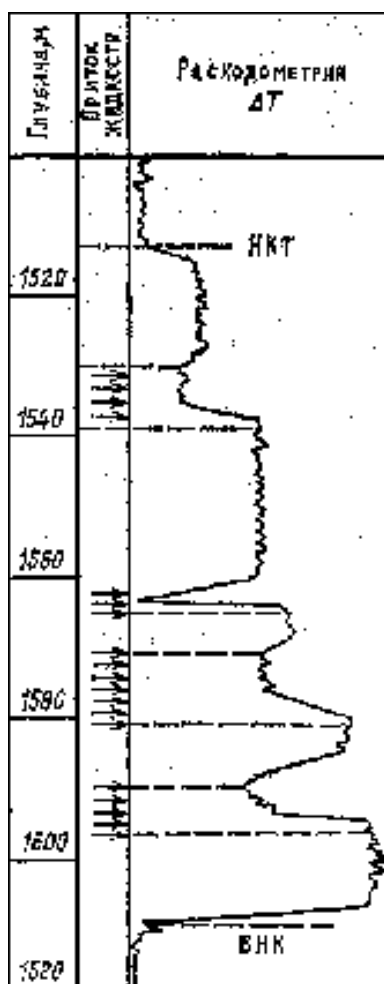


Рис. 98. Расходограмма, зарегистрированная термокондуктивным расходомером.
 НКТ – башмак насосно-компрессорных труб; ВНК – водонефтяной контакт

Основные помехи при расходомерии

- 1) неполнота пакеровки из-за нарушения пакера или неплотного прилегания его к трубе.
- 2) изменение внутреннего диаметра обсадных труб, обуславливающее погрешность в определении дебита при исследованиях с беспакерными приборами или с приборами с неполной пакеровкой.
- 3) нарушение герметичности цементного кольца, приводящее к тому, что часть жидкости (газа) движется по заколонному пространству; влияние этого фактора особенно велико при замерах пакерными приборами.
- 4) образование столба жидкости в забое, частично или полностью перекрывающего интервалы поступления нефти или газа; влияние этого фактора особенно существенно для беспакерных дебитомеров.

Наконец, скорость потока меняется в зависимости от положения прибора относительно стенки скважины. Эта зависимость особенно сильна для приборов малого диаметра, поэтому они должны снабжаться центрирующими фонарями.

При помощи механических расходомеров можно производить измерения в зависимости от состава флюида. Этот метод дает возможность количественной оценки притока жидкости из интервала перфорации. При этом они обладают следующими недостатками: низкая чувствительность к малым дебитам и частые отказы из-за наличия в жидкости механических примесей.

Термокондуктивные расходомеры, в свою очередь, надежны в эксплуатации, достаточно чувствительны к притокам с малым диапазоном дебитов и нечувствительны к выносу песка потоком жидкости и имеют высокую проходимость в скважинах из-за отсутствия пакера. Но с их помощью нельзя проводить количественных оценок интенсивности потока для неоднородных жидкостей.

Зная преимущества и недостатки каждого из методов, можно повышать точность исследований, уместно их применяя.

ЛИТЕРАТУРА

1. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – М.: Минэнерго РФ, 2001. – 272 с.
2. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами / под ред. В.И. Горояна. – М.: ВНИГНИ, 1978. – 396 с.
3. Ханин А.А. Породы коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. – М.: Недра, 1973 г.
4. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. – М.: РГУ НГ, 2001. – 229 с.
5. Amaefule, J.O, Altunbay, M., Tiab, D, Kersey, D.G., and Keelan, D.K, 1993, Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE 26436, presented at 68th Ann. Tech. Conf. And Exhibit., Houston, Tx.
6. Ebanks, W.J., 1987, The Flow Unit Concept – An Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects, Proc., AAPG Annual Convention.
7. Djebbar Tiab and Erle C. Donoldson. Petrophysics. – Houston, 1999. – P. 94–102.
8. Hearst J.R., Nelson P.H., Paillet F.L. Well Logging for Physical Properties. J. Wiley & Sons, Ltd. Chichester, England, 2002. – 483 p.
9. Панков М.В., Белозеров В.Б. и др. Анализ разработки Крапивинского нефтяного месторождения. Отчет он НИР по х/д с ОАО «Томскнефть». – Томск, 2003. – 380 с.
10. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа // Изв. ТПУ. – Т. 305. – Вып. 6. – Томск, 2002 – С. 296–304.
11. Log Interpretation Principles and Applications. Schlumberger. Schlumberger Educational Services. – Texas, 1989. – 280 p.
12. Перьков Н.А. Интерпретация результатов каротажа скважин. – М.: Изд-во горнотопливной литературы, 1963. – 427 с.
13. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1977. – 366 с.
14. Диева Э.В., Фоменко В.Г. Пантюхин В.А. Интерпретационные модели для определения водонасыщенности песчано-глинистых пород по данным ГИС (на примере Западной Сибири). – М.: ВИЭМС. /Обзор. 1988. – 50 с.
15. Нефедова Н.И., Пих Н.А. Определение нефтегазонасыщения терригенных коллекторов. – М.: Недра, 1989. – 166 с.
16. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1987. – 375 с.
17. Комплексная интерпретация материалов ГГКП, НК, АК, ГК, полученных серийной аппаратурой для определения емкостных свойств горных пород. – Калинин: ВНИГИК, 1984. – 108 с.
18. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диграмм геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1991. – 220 с.
19. Петрофизика / под ред. А.А. Молчанова, Н.Б. Дортман. – Т. 3. – М.: Недра, 1992. – 286 с.
20. Пестов В.В, Дорогиницкая Л.М. и др. «Освоение и внедрение методов оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по комплексу геофизических, гидродинамических исследований скважин и петрофизических исследований кер-

- на». Заключительный отчет по договору № 243.5–384, ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК». – Томск, 2002 г.
21. Log Interpretation Charts. Schlumberger. Schlumberger Oilfield Communications. – Texas, 2000. – 220 p.
 22. Kolodzie, S. Jr., Analysis of Pore Throat Size and Use of Waxman-Smits Equation to Determine OOIP in Spindle Field, Colorado: SPE 9382 presented at 55th SPE Annual Fall Technology Conference.

Учебное издание

МЕРКУЛОВ В.П.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Издано в авторской редакции

Научный редактор
Доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры геофизики
Института геологии и нефтегазового дела ТПУ *Исаев В.И.*


Компьютерная верстка *К.С. Чечельницкая*
Дизайн обложки *О.Ю. Аршинова*

Подписано к печати 17.08.2011. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 8,08. Уч.-изд. л. 7,31.
Заказ ___-11. Тираж 35 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru