МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет
имени К. И. Сатпаева

С. А. Истекова, Г. Т. Борисенко

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА

Рекомендовано Научно-методическим советом Университета
в качестве учебного пособия

для бакалавров специальности 05В0706 –
«Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

для магистрантов специальности 6М074700 -
«Геофизические методы поисков и разведки МПИ»,

Алматы 2014

УДК 550.8 (075)
ББК 26. 3 я 7
И 89

И 89 Истекова С. А., Борисенко Г. Т. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин на месторождениях нефти и газа: Учеб. пособие: КазНТУ им. К. И. Сатпаева, 2014. – 350 с.

Табл.17. Ил. 129. Библиогр.41 наим.

ISBN 978-601-228-626-7

Учебное пособие написано в соответствии с государственной программой для бакалавров по специальностям 05В070600 «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых», 5В070800 «Нефтегазовое дело» и магистрантов, обучающихся по специальности 6М074700 «Геофизические методы поисков и разведки МПИ». Пособие также предназначено для инженерно-технических работников промысла, использующие данные геофизических исследований скважин, но ранее не изучавшие геофизические методы профессионально.

Пособие знакомит обучающихся с основами теории и методикой комплексной интерпретации геофизических исследований скважин при поисках, разведке и разработки месторождений нефти и газа. Теоретическая часть сопровождается практическими задачами, при выполнении которых обучающиеся приобретают навыки самостоятельной обработки и интерпретации каротажных диаграмм нефтегазовых скважин.

УДК 550.8 (075)
ББК 26. 3 я 7

Рецензенты:
Садыков Д. Ш., д-р геол.-минер. наук, проф.,
Бекмухаметова З. А., канд. геол.-минер. наук

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2014 г.

ISBN 978-601-228-626-7

© С. А. Истекова, Г. Т. Борисенко
© КазНТУ, 2014 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

За последние годы существенно изменились условия поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. Значительно возросла глубина разведочных и эксплуатационных скважин, ведутся поиски залежей и коллекторов нефти и газа более сложного строения, с более жесткими термобарическими условиями залегания. Все это предъявляет новые требования к геофизическим исследованиям скважин, поставляющим информацию, которая является в большинстве случаев основой для принятия важных технических и научных решений на всех стадиях поисков, разведки и добычи нефти и газа.

Геофизические исследования в скважинах (ГИС) – это отрасль разведочной геофизики, отличающаяся от полевых геофизических методов только по методике исследований, т. е геофизическим исследованием в скважинах. Наиболее широкое применение геофизические методы получили при изучении нефтяных и газовых скважин в процессе их бурения, опробования и эксплуатации, т. е. в промысловой геофизике.

Геофизические методы исследования скважин используют сегодня для бескернового геологического изучения разрезов скважин, выделения и промышленной оценки коллекторов нефти и газа, контроля технического состояния скважин при бурении, при проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений.

В настоящее время все методы промысловой геофизики подразделяются на три группы.

1. *Традиционный каротаж на кабеле*. В процессе исследований инструменты спускаются в открытую, небсаженную обсадной колонной скважину, на конце электрической линии. Измерение физических полей обычно делаются на подъеме из скважины. Основная задача - изучение геологического строения разрезов скважин. Отличительная особенность каротажа - высокая детальность и точность исследований.

2. *Каротаж в процессе бурения,* в отличие от традиционных методов геофизических исследований скважин, проводится непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя буровой бригады и бурового оборудования в комплесе с геолого-технологическими исследованиями скважин с целью решения комплекса геологических и технологических задач на стадии освоения месторождения.

3) *Каротаж в обсаженных скважинах* осуществляет контроль за разработкой залежи, технического состояния скважин и технологического оборудования, проведения мониторинга, анализа продуктивности скважин и определения соответствующих ремонтных и корректирующих операций.

Научно-технический прогресс оказал огромное влияние на развитие и совершенствование геофизических методов исследования скважин. Существенно расширился комплекс исследований за счет новых методов (диэлектрической проницаемости, ядерного магнитного резонанса, импульсного нейтронного метода и гамма-гамма-метода, широкополосного акустического метода, исследований пластовым наклономером, исследований в процессе бурения скважин и др.).

В настоящее время каротаж в скважинах регистрируется свыше 50 различных параметров: физические свойства горных пород, напряженность физических полей, технические характеристики состояния самой буровой скважины. Стоимость ГИС на нефтяных скважинах составляет лишь 4 % от стоимости сооружения и оборудования скважины, обеспечивая при этом экономию до 20 % средств, необходимых для оборудования скважины.

Настоящее пособие составлено в соответствии с программой изучения дисциплин по основам нефтегазового дела и предназначено для магистрантов специальности 6М074700 «Геофизические методы поисков и разведки МПИ», для бакалавров по специальностям 5В070800 «Нефтегазовое дело» и 05В0706 «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых». Пособие знакомит обучающихся с основами теории и методикой комплексной интерпретации геофизических исследований скважин при поисках, разведке и разработки месторождений нефти и газа. Учебное пособие включает основные разделы

дисциплины «Интерпретация геофизических исследований скважин» и состоит из двух основных частей.

В первой части даются теоретические основы и методы решения практических задач в открытом стволе по диаграммам комплекса ГИС. Второй раздел посвящен освоению методов интерпретации геофизических исследований в закрытом стволе скважин, основная задача которых, контроль за разработкой месторождений нефти и газа.

Методическое пособие составлено таким образом, чтобы задания выполнялись обучающимся самостоятельно. Для получения практических навыков теоретическая часть сопровождается контрольными заданиями, что облегчает подготовку обучающихся к решению практических задач. При выполнении работ обучающиеся приобретают навыки самостоятельно обрабатывать полученные диаграммы комплекса геофизических исследований по нефтегазовым скважинам.

При подготовке пособия авторами анализировались и использовались теоретические и практические разработки, опубликованные в монографиях и научных журналах, учебники и учебные пособия специалистов стран дальнего и ближнего зарубежья, методические пособия и технические инструкции по проведению полевых геофизических исследований, практические материалы производственных международных нефтяных компаний, а также России и Казахстана.

ГЛАВА 1. КОМПЛЕКСЫ ГИС В ОБСАЖЕННЫХ И НЕОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ, РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ, ОСЛОЖНЯЮЩИЕ ФАКТОРЫ

1.1. Цели и задачи геофизических исследований скважин на месторождениях нефти и газ

Современные геологические и геофизические службы компаний широко используют новейшие методы геофизических исследований скважин для проектирования, изучения технического состояния и контроля за разработкой действующих месторождений нефти и газа. Большая роль в нефтяной геофизике принадлежит геофизическим исследованиям как разведочных скважин, так и скважин промышленных, когда эти исследования направлены на увеличение степени извлекаемости нефти и газа [1,2].

Для эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений необходимо располагать не только общими сведениями о размерах (площади и мощности) и условиях залегания объектов разработки, но и детальными данными об их структуре, коллекторских свойствах и степени нефтегазонасыщения. Решение этих задач успешно осуществляется геофизическими методами исследования скважин, позволяющие изучить разрезы нефтяных и газовых скважин и особенно продуктивных горизонтов.

Геофизические методы позволяют получать необходимые сведения о разрезах скважин при высокоэффективном способе бурения без отбора керна. При этом значительно повышается скорость проходки скважин, снижается стоимость разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Это особенно относится к нефтяным и газовым месторождениям, разрабатываемым глубокими скважинами. При соответствующем качестве геофизических исследований скважин, полноте используемого комплекса и знании петрофизических связей между геофизическими и подсчетными параметрами изучаемого геологического объекта, при правильном представлении о типе коллектора и применении геофизически обоснованных способов интерпретации, геофизические методы дают возможность получить более представительные данные об изучаемом коллекторе по сравне-

нию с данными, основанными на анализе керна. Это объясняется следующими обстоятельствами. Геофизические методы позволяют получить полную информацию об исследуемом участке разреза, тогда как керн – только в пределах интервалов, пробуренных с полным его отбором и выносом на поверхность; они дают возможность изучать физические свойства коллекторов в пластовых условиях. Отдельные подсчетные параметры, например коэффициент нефтегазонасыщения, в условиях естественного залегания по керну вообще нельзя установить (за исключением скважин, пробуренных на глинистом растворе, крайне редких в практике нефтяной и газовой промышленности).

В последние годы промыслово-геофизическую информацию широко используют при проектировании разработки месторождений нефти и газа, при контроле и анализе процесса разработки. Решение этих задач требует знания коэффициента проницаемости коллектора, который в межзерновых терригенных коллекторах во многих случаях определяется геофизическими методами. Важную дополнительную информацию при установлении коллекторских свойств и вероятной продуктивности коллектора дает коэффициент глинистости, также определяемый по данным геофизических исследований скважин [3].

В целом все задачи, выполняемые геофизическими исследованиями скважин, подразделяются на две большие группы.

1. Геологические – изучение состава и свойств пород в разрезах скважин:

-литологический состав пород;
-расчленение и корреляция разрезов;
-выделение и оценка коллекторов;
-определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС);
- оценка характера насыщения коллекторов;
-определение положения флюидоконтактов.

2. *Технические* – изучение технического состояния скважин:

-пространственное положение и профиль ствола;
-положение и целостность обсадной колонны,
-качество цементирования;
-герметичность затрубного пространства.

3. *Контроль за разработкой* - изучение эксплуатационных характеристик пластов, создания оптимальной системы разработки и мониторинга технических и технологических параметров скважины.

Таким образом, промысловая геофизика обеспечивает получение (за редким исключением) всех основных параметров, необходимых для подсчета запасов, составления проекта и эффективной разработки и месторождений нефти и газа. Способы решения этих задач методами ГИС отражены в данном курсе. На примере нескольких групп наиболее типичных геологических и технических задач оценены возможности отдельного геофизического метода и комплекса методов, изложены приемы элементарных расчетов по геофизическим материалам для геологических построений и прогноза зон распространения коллекторов в пределах изучаемых площадей.

1.2. Стандартный комплекс ГИС в открытом стволе

Применение ГИС основано на изучении физических естественных и искусственных полей различной природы. Интенсивность того или иного поля определяется разными факторами, в первую очередь физическими свойствами пород. Физические свойства, в свою очередь, находятся в тесной связи с литологической, емкостно-фильтрационной, продуктивной и другими характеристиками [4].

Решение стоящих перед ГИС задач в сложных условиях скважинной геометрии требует всестороннего изучения физических свойств среды. В связи с этим существует большое число методов геофизическими исследованиями скважин, которые объединяют в несколько групп [5]. Основные из них – электрические, электромагнитные, ядерно-физические и акустические (рис 1.1).

Существуют также термические, магнитные, гравиметрические, механические и геохимические методы. Таким образом, ГИС – понятие собирательное, характеризующее не тот или иной физический метод, а объект исследования, каким являются скважина и околоскважинная среда.



Рис. 1.1. Классификация методов ГИС

Геофизические исследования скважин подразделяются на следующие методы и модификации.

Электрические методы:

- Метод ПС – SP
- Метод КС – conventional electric log (SN, LN, LAT)
- Индукционный метод – (ILD, ILM, DIL)
- Боковой каротаж – LLD, LLS, DLL
- Электромагнитный каротаж – EPT
- Микрометоды
- - микробоковой каротаж – MSFL, MLL, PL
- - микрометоды КС – ML

Радиоактивные методы:

- Гамма каротаж – GR
- Спектральный гамма каротаж – SGR, NGR
- Гамма-гамма каротаж
- - плотностной гамма-гамма каротаж – FDC
- - селективный гамма-гамма каротаж – LDT
- Нейтронный каротаж

- нейтронный гамма каротаж – GNT, NEUT
- нейтрон-нейтронный по тепловым нейтронам – CNL
- нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам – SNP

Другие методы:

• Комплекс геолого-технических исследований (+ газовый каротаж) – MudLog

• Акустический каротаж

- по времени пробега волн – BHC, LSS
- широкополосный – Array Sonic – AST

• Ядерно-магнитный резонанс – NMR

• Рентгено-радиометрический каротаж – GLT

• Телеметрические методы отображения скважины – (FMI – Full bore Formation Micro imager / UBI – Ultrasonic borehole imager)

Круг задач ГИС:

- Выделение коллекторов
- Качественная и количественная оценка продуктивных интервалов
- Точные замеры пористости
- Разделение УВ на подвижные и неподвижные
- Выявление и описание трещин
- Геологическая оценка коллекторов
- Механические свойства пород
- Испытание пластов на кабеле
- Оценка коллекторов через колонну
- Оптимизация добычи
- Техническое исследование скважин

По решаемым задачам в ГИС выделяют три больших раздела: каротаж, операции в скважинах и скважинную геофизику [6].

Каротаж – это геофизические методы изучения геологического строения разрезов скважин. Это означает, что в каротаже исследуются очень небольшие объемы горных пород, прилегающие к стенкам самой скважины. Отличительная особенность каротажа – исключительно высокая детальность и точность исследований. Эта особенность связана с тем, что результаты каротажа фиксируются в виде непрерывных диаграмм при движении датчиков

по стволу скважины, либо в виде числовых значений с очень небольшим шагом дискретизации, порядка 10–20 см.

Каротаж позволяет выполнять литологическое расчленение разрезов скважин, выделять в них интервалы полезного ископаемого и определять физические свойства горных пород и полезных ископаемых. Интерпретация результатов всех полевых геофизических методов производится на основании данных каротажа: электроразведки – по данным об удельном электрическом сопротивлении (УЭС) пород, магниторазведки – по значениям магнитной восприимчивости пород, гравиразведки – по плотности, радиометрии и т. д.

В целом ряде случаев именно каротаж дает сведения, необходимые для подсчета запасов месторождений – данные о мощности залежей и содержании полезного компонента в них.

Методы каротажа подразделяются по природе изучаемых в них физических полей. В зависимости от изучаемых физических свойств горных пород известны следующие виды каротажа: электрический, радиоактивный, термический, магнитный, акустический, газовый и др. Кроме того, все виды каротажа подразделяется по технологии выполнения.

Стандартный комплекс ГИС в открытом стволе включает методы:

- GR-гамма -каротаж (ГК)
- DSL – спектральный гамма-каротаж (СГК)
- ZDL – плотностной каротаж (ГГК-П)
- PE – фотоэлектрический каротаж (ФЭК)
- CN – компенсированный нейтронный каротаж (ННК)
- DLL – боковой каротаж (БК)
- MLL – микробоковой каротаж (МБК)
- HDIL – индукционный каротаж (ИК)
- DAL – акустический каротаж (АК)
- CAL – кавернометрия (ДС)
- SP – потенциалы самополяризации (ПС)

Скважинная геофизика – это геофизические методы изучения геологического строения межскважинного, околоскважинного и призабойного пространства. Таким образом, скважинная геофизика отличается от каротажа гораздо большими объемами

исследуемых горных пород. Этот раздел ГИС сформировался в 50–60 годах прошлого столетия, хотя отдельные методы этой группы существовали и ранее. Например, метод "заряженного тела" (МЗТ) – с 1908 г.

Скважинная геофизика позволяет, с одной стороны, значительно увеличить геологическую информативность буровых скважин; с другой стороны – повысить глубинность геофизических исследований, поскольку, благодаря скважинам, дает возможность приблизить источники и измерители различных физических полей к объектам исследований. Основная область применения – месторождения различных руд и ископаемых углей.

Методы скважинной так же, как и полевой геофизики, подразделяются по природе исследуемых физических полей. *При изучении геологических разрезов скважин* на основе интерпретации комплекса данных геологической и геофизической документации решаются следующие задачи:

1) геофизическое расчленение разрезов и выявление геофизических коррелятивов (реперов);

2) определение пород, слагающих разрезы скважин;

3) выявление коллекторов и изучение их свойств (пористости, проницаемости, глинистости и др.);

4) выявление и определение местоположения различных полезных ископаемых (нефти, газа, каменного угля, каменной соли, руды, термальных, минеральных и пресных вод и др.);

5) количественная оценка нефтегазонасыщения, а в некоторых случаях угленасыщения, оруденения, а также минерализации пластовых вод.

Обобщающая интерпретация данных геофизических методов исследования скважин по изучаемым площадям позволяет использовать их для различных геологических построений, определения геологического строения, параметров и особенностей залегания встречаемых отложений и продуктивных горизонтов как в детальном, так и в региональном масштабах.

Операции в скважинах.

Название этого раздела является условным. В него включаются методы изучения технического состояния ствола скважины и некоторые операции, выполняемые внутри него.

Изучение технического состояния скважин проводится с помощью комплекса различных методов геофизики. Контроль за техническим состоянием скважин позволяет, во-первых, предотвратить аварии при бурении и, во-вторых, учесть влияние скважины при количественной интерпретации данных ГИС. В этом разделе выполняются следующие методы и операции:

1) определение искривления скважин инклинометрами – инклинометрия;

2) установление фактического диаметра скважин с помощью каверномеров – кавернометрия;

3) определение профиля сечения скважины и обсадных колонн – профилеметрия;

4) определение высоты подъема, характера распределения и степени сцепления цемента в затрубном пространстве термическим, радиоактивным, акустическим методами – цементометрия;

5) выявление мест притоков и затрубной циркуляции вод в скважинах электрическим, термическим и радиоактивным методами – притокометрия;

6) определение водопоглощающих горизонтов и контролирование гидравлического разрыва пласта термическим и радиоактивным методами;

7) определение уровней жидкости, местоположения башмаков обсадных колонн и металлических предметов, оставленных в скважинах при авариях, глубин расположения забоев скважин и решение многих других важных нефтепромысловых задач.

1.3. Комплексы ГИС в закрытом стволе

Основные задачи ГИС обсаженных скважин разделяют на группы:

I. Технические задачи (обусловлены текущей конструкцией скважины):

контроль перфорации, оценка совершенства вскрытия; уточнение глубины подвески НКТ, положения других элементов конструкции скважины или подземного оборудования определение интервалов негерметичности обсадных колонн и НКТ;

изучение текущего состояния колонн (смятий, коррозии); оценка текущего состояния цементного камня, его плотности и характера распределения за колонной, оценка герметичности искусственного забоя, выявление зон гидрато- и солеобразований.

II. Технологические задачи (обусловлены условиями измерений):

- изучение термобарических условий в скважине;
- изучение фазового состояния флюида в стволе скважины;
- наблюдение за текущими уровнями жидкости в стволе скважины (в НКТ и в межколонном пространстве);
- выявление перетоков между продуктивными пластами по стволу скважины и по заколонному пространству;
- оценка их интенсивности, выявление причин заводнения и интервалов поступления воды в ствол действующей скважины;
- определение суммарных фазовых дебитов продукции скважины, оценка ее фазовой продуктивности;
- выявление техногенных залежей газа и мест его утечек в скважине.

III. Геолого-промысловые задачи (обусловлены работой продуктивного пласта):

- оценка характера насыщения пластов-коллекторов, коэффициентов текущей газо- и нефтенасыщенности;
- уточнение интервалов дренирования, охвата выработкой и заводнением, работой, оценка профилей притока и приемистости;
- определение дифференциальных (попластовых) фазовых дебитов;
- определение фильтрационных характеристик продуктивного пласта, оценка пластовых давлений и температур.

В зависимости от вида решаемых задач и от типа наблюдаемого объекта (пласт или скважина) результативность геофизических исследований может существенно меняться. Повышение эффективности ГИС-контроля, как правило, связывают с усложнением технологии измерений и обработки данных [6].

Специфика ГИС-контроля сводится к следующему:

- широкий и разнообразный диапазон исследуемых объектов;

- большое число решаемых задач и большое количество используемых методов с применением самых различных физических принципов;

- динамичность поведения исследуемых объектов (скважина и пласт могут менять свое состояние не только в течение проведения комплекса ГИС, но и в процессе одиночного геофизического исследования);

- широкий диапазон возможностей по управлению состоянием скважины в процессе проведения ГИС, выбору оптимального способа измерений и интерпретации;

- разнообразие решаемых задач, методов, методик, технологий проведения геофизических исследований и интерпретации получаемых материалов;

- интерпретации результатов, алгоритмы автоматизированной интерпретации);

- глубокая взаимосвязь технологии и методики проведения исследований и способа интерпретации результатов от условий измерений в скважине в процессе проведения измерений;

- сложность унификации и стандартизации процедур интерпретации, и, как следствие этого, многовариантность обработки, большой удельный вес интерактивных методов интерпретации;

- большое количество разнообразной входной и выходной информации, и как следствие – сложная и разветвленная структура баз данных для их хранения.

Исследование технического состояния скважин играет важную роль ввиду того, что буровые скважины являются довольно дорогостоящими сооружениями. Бурение глубоких скважин ведется на протяжении нескольких месяцев, а сверхглубоких – нескольких лет. Так, например, Кольская сверхглубокая скважина (более 12 км глубины) находилась в бурении свыше 20 лет.

Этот раздел ГИС включает методы исследования технического состояния самих скважин и выполнение ряда работ (операций) в них.

Изучение технического состояния скважин проводится с помощью комплекса различных методов геофизики. Контроль

за техническим состоянием скважин позволяет, во-первых, предотвратить аварии при бурении и, во-вторых, учесть влияние скважины при количественной интерпретации данных ГИС. В этом разделе выполняются следующие методы и операции:

► инклинометрия – определение искривления скважин инклинометрами;

кавернометрия – установление фактического диаметра скважин с помощью каверномеров;

► профилеметрия – определение профиля сечения скважины и обсадных колонн;

► цементометрия – определение высоты подъема, характера распределения и степени сцепления цемента в затрубном пространстве термическим, радиоактивным, акустическим методами;

► пластовая наклонометрия;

► дефектометрия обсадных колонн;

► потокометрия в скважинах;

► отбор проб пластовых флюидов;

► прострелочно-взрывные работы в скважинах;

► торпедирование скважин;

► притокометрия – выявление мест притоков и затрубной циркуляции вод в скважинах электрическим, термическим и радиоактивным методами;

► определение водопоглощающих горизонтов и контролирование гидравлического разрыва пласта термическим и радиоактивным методами;

► определение уровней жидкости, местоположения башмаков обсадных колонн и металлических предметов, оставленных в скважинах при авариях, глубин расположения забоев скважин.

Контроль за разработкой месторождений нефти и газа предусматривает следующие определения:

1) динамики водонефтяных, водогазовых и газонефтяных контактов;

2) дебита и состава флюидов в скважинах;

3) профилей отдачи в приемистости пластов – дебитометрия и расходометрия;

4) интервалов прорыва нагнетаемых вод;

5) нефтеотдачи пластов.

Основные геофизические методы, применяемые при контроле за разработкой:

- ✓ Термометрия
- ✓ Механическая расходометрия
- ✓ Влагометрия (диэлькометрия)
- ✓ Индукционная резистивиметрия
- ✓ Термокондуктивная резистивиметрия
- ✓ Барометриия
- ✓ Шумометрия
- ✓ Плотнометрия
- ✓ Метод меченого вещества
- ✓ Локация муфт
- ✓ Дефектоскопия и толщинометрия
- ✓ Гамма-гамма цементометрия
- ✓ Акустическая цементометрия
- ✓ Интегральный гамма-каротаж
- ✓ Нейтронный каротаж
- ✓ Импульсный нейтронный каротаж

В целом основными задачами ГИС-контроля в обсаженных скважинах традиционно считают: контроль процесса вытеснения углеводородов водой (с выходом на количественное определение текущего насыщения пластов), а также контроль параметров состава, профиля притока и технического состояния ствола скважины.

Систему наблюдений за добывающей скважиной можно разделить на следующие технологические комплексы контроля:

- характера изменения параметров продуктивности и насыщения пластов;
- нарушений в работе скважины, возникающих вследствие опережающего обводнения, межпластовых перетоков;
- негерметичностей технического оборудования.

Возможности стационарных геофизических исследований для решения первой группы задач считаются ограниченными, но могут быть расширены за счет привлечения результатов газо (гидро) динамических наблюдений и благодаря информативности ряда технологий с искусственным воздействием на пласт (путем закачки в

него «меченого» вещества МВ) – так называемые «специальные» исследования «каротаж-воздействие-каротаж».

Вторая группа задач имеет исключительное значение для обоснования мероприятий, связанных с проведением капитального ремонта и восстановлением добычи.

На заключительном этапе интерпретации данных ПГК (включая методы ГИС и ГИС-контроля) происходит истолкование результатов измерений с выдачей заключения о решаемой задаче. При использовании промыслово-геофизических средств контроля разработки нефтяных и газовых месторождений, а также на этапе эксплуатации подземных газовых хранилищ объем интерпретируемых и одновременно анализируемых данных может существенно возрастать, включая результаты ГИС как в бурящейся, так и ПГИ в обсаженной скважине, промысловые данные по скважине, результаты гидродинамических испытаний вскрытых пластов и др. Поэтому, рассматривая проблемы интерпретации, следует более подробно остановиться на особенностях объектов ПГК, т. к. многообразие технологий промысловых и геофизических методов обусловлено разнообразием объектов исследований и большим спектром их геолого-промысловых характеристик.

1.4. Факторы, осложняющие ГИС

Для исследования скважин в данном районе и в пределах изучаемого геологического объекта должен применяться оптимальный, соответствующий условиям района комплекс геофизических исследований.

Состав методов оптимального комплекса зависит от особенностей разреза (терригенный, карбонатный, гидрохимический и др.). На комплекс применяемых методов и способы их интерпретации также существенно влияют условия бурения скважин, и в первую очередь тип и параметры промывочной жидкости, которые в значительной степени определяют достоверность и качество получаемой по геофизическим данным информации. Промывочными жидкостями являются глинистые растворы, техническая вода и нефильтрующиеся растворы.

Глинистый раствор – наиболее широко применяемая в настоящее время промывочная жидкость, поэтому основные признаки выделения в разрезе литологических разностей, в т. ч. коллекторов, по геофизическим данным формулируются в расчете на применение глинистого раствора.

К особенностям вскрытия разрезов на глинистом растворе относятся образование в межзерновых коллекторах зон проникновения фильтрата раствора и глинистых корок на стенках скважины *($d_c<d_n$)*. В плотных, сцементированных породах диаметр скважины остается равным номинальному *($d_c=d_n$)*. В глинах, глинистых сланцах, аргиллитах за счет разбухания глинистых частиц и вымывания их струей бурового раствора диаметр скважины увеличивается. В трещиноватых разрушенных породах, зонах развития карста и растворимых каменных и калийных солях диаметр скважины также может увеличиваться *($d_c>d_n$)*.

Проявление этих особенностей зависит от параметров раствора: водоотдачи, плотности, минерализации фильтрата, статического напряжения сдвига (СНС).

Водоотдача – основной показатель качества глинистого раствора; чем ниже водоотдача, тем лучше раствор. При оптимальной водоотдаче (4–8 $см^3$/ч) условия изучения разреза геофизическими методами наиболее благоприятны, поскольку в этом случае глубина проникновения и толщина глинистой корки в коллекторах являются минимальными. Это обеспечивает надежное определение параметров неизмененной части коллектора методами электрометрии и коллекторских свойств пласта методами с высокой вертикальной разрешающей способностью и малой глубинностью (ГГМ, МБМ, ЯМР). При высокой водоотдаче (20 $см^3$/ч и более) условия изучения разреза, и прежде всего коллекторов, геофизическими методами становятся крайне неблагоприятными: глубокое проникновение не позволяет оценивать продуктивность коллектора наиболее глубинными методами электрометрии (индукционный зонд, большие потенциал- и градиент-зонды), а толстая глинистая корка делает коллектор недоступным для изучения методами с малой глубинностью (ГГМ, МБМ, ЯМР).

Плотность ($\sigma_р$) глинистого раствора определяет величину давления в скважине (Рс) и превышение его (репрессию) над пластовым ($р_{пл}$) на заданной глубине ($\Delta p=p_c-p_{пл}$). Чем больше ($\sigma_р$), тем больше p_c и Δp и тем глубже происходит проникновение фильтрата глинистого раствора в коллекторы. Следовательно, увеличение $C_Р$ раствора для промысловой геофизики означает примерно то же, что увеличение водоотдачи. Оптимальные условия для проведения геофизических исследований – бурение с минимальным Δp или «на равновесии», когда $\Delta p=0$.

Минерализация ($C_ф$) фильтрата глинистого раствора, которую геофизики обычно связывают с удельным сопротивлением фильтрата ($p_ф$), неоднозначно влияет на эффективность различных геофизических методов. Наиболее типично для большинства районов бурение на пресном глинистом растворе ($p_ф>p_в$), для которого характерно выделение коллекторов и пород с низкой глинистостью отрицательными аномалиями на диаграмме СП и выделение коллекторов по положительным приращениям на диаграммах микрозондов. С ростом минерализации глинистого раствора и приближением значения $p_ф$ к значению $p_в$ резко снижается эффективность методов СП и микрозондов как средств выделения коллектора, а также существенно уменьшается эффективность индукционного метода для изучения разрезов с высокими удельными электрическими сопротивлениями [8].

Одновременно приближение $p_ф$ к $p_в$ создает более благоприятные условия для оценки продуктивности коллектора по комплексу разноглубинных методов электрометрии, поскольку при $p_ф=p_в$ в продуктивных коллекторах формируются зоны только понижающего проникновения ($p_{зп}<p_{нп}$), а в водоносных – $p_{зп}=p_{вп}$.

Статическое напряжение сдвига (СНС) характеризует способность глинистого раствора к осаждению твердых частиц и его дезинтеграции. Чем выше величина СНС, тем выше вероятность осаждения твердых частиц из раствора на стенках скважины и в ближней зоне коллектора.

Техническая вода. Скважины, где большая часть разреза представлена плотными породами, бурятся на воде, минерализация которой в зависимости от конкретных условий района изменяется от низкой до минерализации пластовой воды. Если в разрезе есть глины и глинистые породы, при бурении на воде возникает подобие глинистого раствора с очень высокой водоотдачей. В этом случае в связи с образованием глубоких зон проникновения оценка характера насыщения коллекторов геофизическими методами, как правило, исключена, а эффективность микрозондов и каверномера как средств выделения коллектора крайне низка. Очевидно, что такие условия бурения чрезвычайно неблагоприятны для изучения разреза геофизическими методами и могут привести к невосполнимым потерям информации, прежде всего о коллекторах. Бурение на воде высокой минерализации, близкой к минерализации насыщенного раствора, оправдано только при наличии разреза с мощными пластами каменных и калийных солей, поскольку в этом случае предотвращается растворение и интенсивное кавернообразование последних, существенно снижающее проходимость скважины геофизическими приборами.

Нефильтрующийся раствор. Последние годы при бурении скважин все чаще применяют в качестве промывочной жидкости нефильтрующиеся растворы. Наиболее широкое применение получили растворы на непроводящей –углеводородной – основе: известково-битумные (ИБР) и инвертные водоэмульсионные (ВИЭР). Для ГИС важнейшими их особенностями являются огромное удельное сопротивление ($p_n>$, $\sigma_p=0$) и отсутствие (или очень малое) проникновения в коллекторы. Из этих особенностей растворов вытекают ограничения использования геофизических методов: в их комплекс возможно включение только тех, для которых не требуется прямой электрический контакт с породой. Из электромагнитных методов в этих условиях применимы только индукционный зонд и волновой диэлектрический метод. Отсутствие глинистых корок не позволяет использовать традиционные методы выделения коллекторов. В то же

время создаются благоприятные условия для изучения характера насыщения последних геофизическими методами средней и малой глубинности (например, ядерными и акустическими).

Скважины бурят с целью изучения геологии, поисков и разведки месторождений нефти, газа, угля, руд, пресных и термальных вод, строительных материалов, решения задач гидрогеологии и инженерной геологии. Основное число скважин бурят при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений, где методы ГИС имеют особенно большое значение.

После окончания бурения скважину обсаживают и цементируют. Наличие стальной колонны практически исключает возможность применения электрических и электромагнитных методов. Поэтому такие методы применяют в открытом стволе. Ядерно-физические, акустические и некоторые другие методы, напротив, можно применять как в открытом, так и в обсаженном стволе. Наличие глинистой корки, зоны проникновения (в частности, промытой зоны), цементного камня и колонны делают актуальным вопрос о глубинности методов. Существуют микро- и макроустановки. Первые служат для изучения ближней зоны, вторые создают принципиальную возможность изучения дальней (неизменной) зоны (рис. 1.2).

Под воздействием разности давлений – *гидростатического давления* в скважине и *пластового давления* – буровой раствор "залавливается", стремится проникнуть в поры пласта. Однако из-за того, что размеры пор малы, в них попадает только водная основа, так называемый "фильтрат" глинистого бурового раствора, а частицы глины оседают на стенке скважины, образуя глинистую корочку, толщина которой может достигать нескольких сантиметров. В части пласта, прилегающей к стенкам скважины, фильтрат бурового раствора оттесняет и замещает пластовый флюид (нефть, газ или пластовую воду), образуя так называемую "зону проникновения бурового раствора"[5].

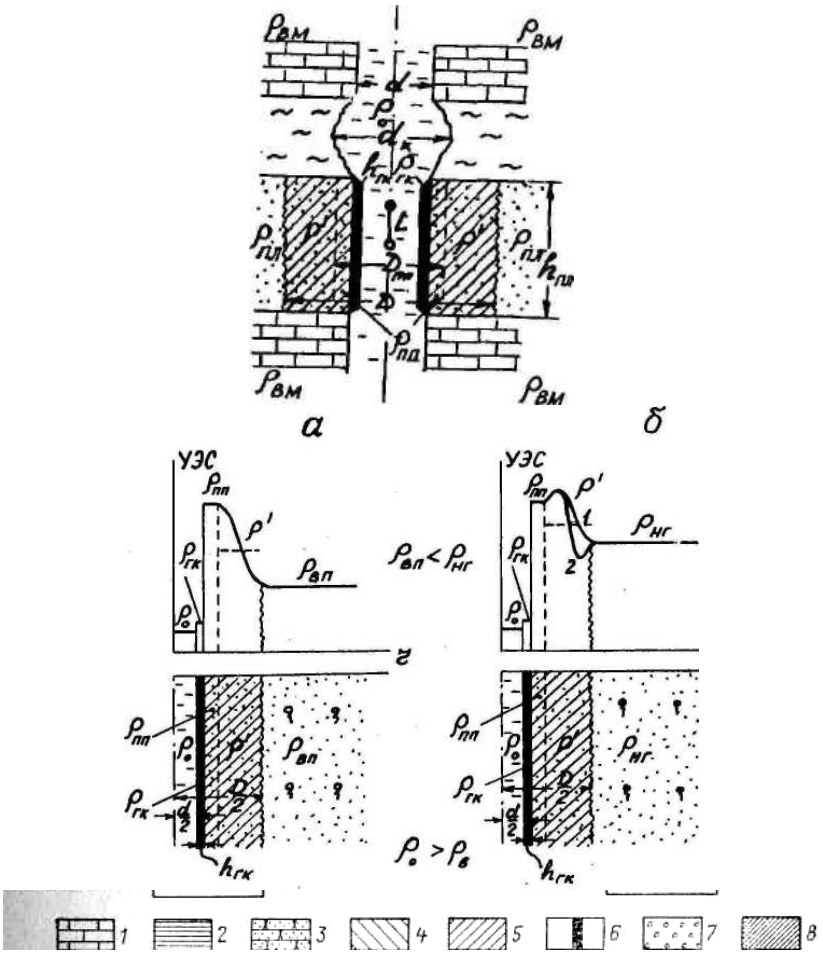
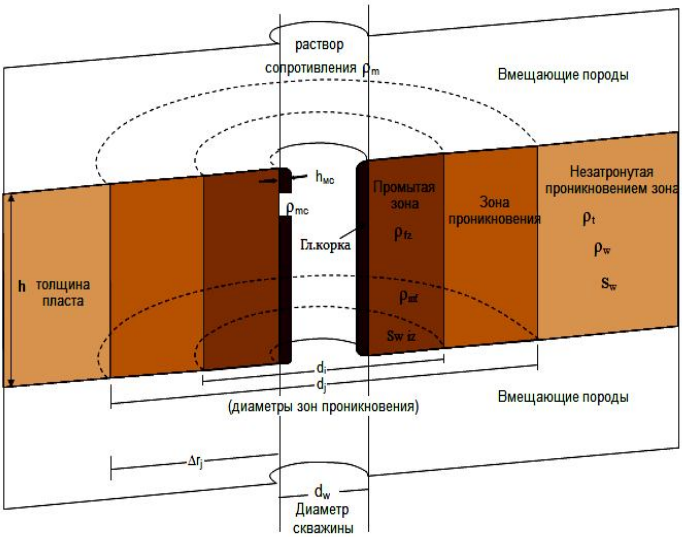


Рис. 1.2. Схема изменения участка разреза горных пород в скважина[5]: *1 – известняк плотный; 2 – глина; 3 – песчаник проницаемый; 4 – зона проникновения фильтрата промывочной жидкости; 5 – промытая зона; 6 – глинистая корка; 7 – цемент; 8 – колонна. Сопротивления: p_0 – бурового раствора, $p_{гк}$ – глинистой корочки; $p_{пп}$ – зоны полностью промытых пород, p' – усредненное сопротивление зоны проникновения в целом, $p_{вп}$ – водонасыщенного пласта, $p_{нг}$ – нефтегазонасыщенного пласта, d – диаметр скважины D – диаметр зоны проникновения, $h_{гК}$ – толщина глинистой корочки, h – мощность пласта*

В зависимости от разности давлений и проницаемости пластов глубина проникновения может достигать от нескольких дециметров до нескольких метров. Внутри зоны проникновения выделяется "зона полностью промытых пород", в пределах которой весь пластовый флюид полностью замещен фильтратом бурового раствора. Эта зона имеет толщину 1–3 дм и следует сразу за глинистой корочкой. В результате таких изменений удельное электрическое сопротивление (УЭС) напротив пласта коллектора не остается постоянным в радиальном направлении, причем характер его изменения неодинаков в водонасыщенных и нефте-газонасыщенных пластах (рис 1.3).

Другие факторы, влияющие на измерение в скважине. Повышение температуры приводит к уменьшению удельного электрического сопротивления пластовых вод, бурового раствора и его фильтрата (рис 1.4).

По мере увеличения температуры и давления флюидов межзерновые контакты ослабляются, это проявляется в увеличении времени пробега волны. Уменьшение сопротивления также будет свидетельствовать об увеличении доли воды в песчаниках и глинах.



*ρ = уд. сопротивление (Ом*м), d = диаметр, h = толщина слоя*

Рис. 1.3. Факторы, влияющие на величину кажущегося сопротивления при измерениях в условиях буровой скважины

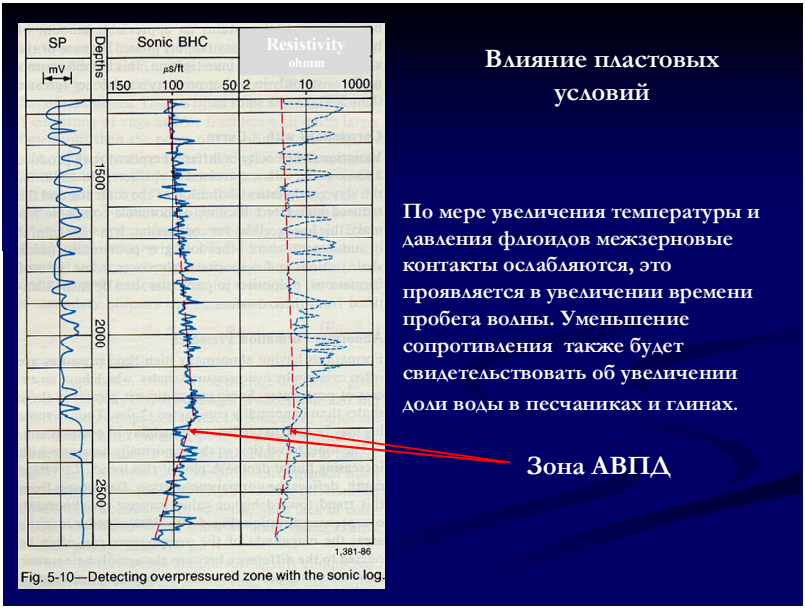


Рис. 1.4. Влияние пластовых условий

ГЛАВА 2. ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

2.1. Способы получения информации о физических свойствах пород

Неоднородность физических свойств лежит в основе возможности дистанционного изучения строения литосферы, слагающих ее горных пород и выявление в них полезных ископаемых с помощью геофизических методов.

Изучение физических свойств горных пород и связи их с минеральным и петрографическим составом, а также водо-, газо-, нефтенасыщенностью является предметом исследований петрофизикиехнологический цикл любого геофизического исследования состоит из трех этапов:

1) измерения параметров физических полей в неоднородной среде;

2) геофизической интерпретации результатов этих измерений с целью определения физических свойств и построения наиболее вероятной геометрии физической модели изучаемой среды;

3) геологической интерпретации физической модели и построения физико-геологической модели изучаемой среды.

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[9].

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.

Существует три главных источника информации о петрофизических параметрах коллекторов и, в частности, их фильтрационно-емкостных свойства:

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

-геофизические исследования скважин комплексом методов, интерпретация которых позволяет получить вероятностные оценки тех же величин (в рамках принятых интерпретационных моделей методов ГИС);

-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.

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. Существует несколько технологий отбора керна.

Бурение с отбором керна применяется при роторном и турбинном бурении. Когда установки вращательного бурения используются для отбора керна, на конец колонковой трубы навинчивается буровая коронка, армированная алмазами или твердыми сплавами, например карбидом вольфрама (победитом). В этой системе полые буровые штанги удерживаются бородержателем, закрепленным на торце полой полым штангам для охлаждения коронки и удаления раздробленной массы и шлама (рис. 2.1).

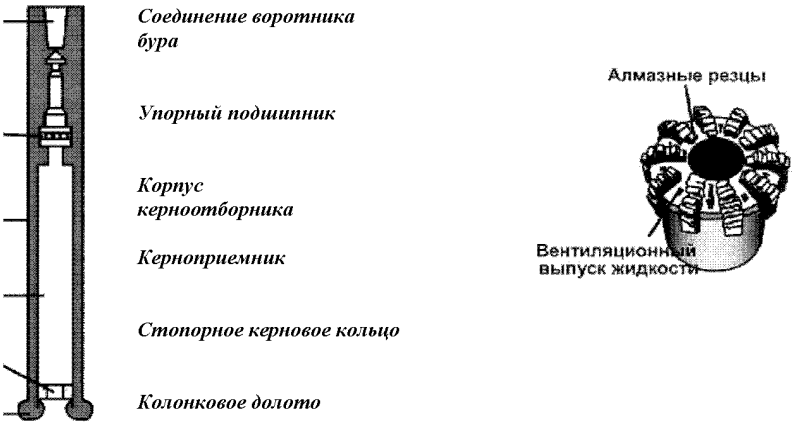


Рис. 2.1. Устройство керноприемника для отбора керна в процессе колонкового бурения

По мере продвижения коронки в керноприемнике колонковой трубы формируется цилиндр из ненарушенной горной породы (керн). Когда коронка углубится на расстояние, равное длине колонковой трубы (от 1,5 до 3,5 м), колонна штанг, колонковая труба и коронка извлекаются из скважины, а керн – из колонковой трубы.

Отбор образцов керна (рис. 2.2) для лабораторных исследований с выпиливанием цилиндров осуществляется с шагом 0,25–0,3 м по всему интервалу проходки.

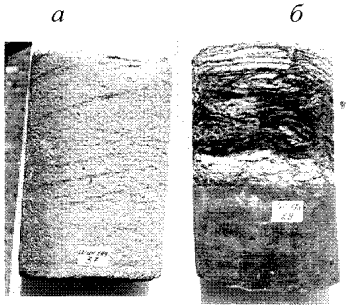


Рис. 2.2. Типичные образцы керна песчаника (*а*) и аргиллита (*б*)

Применение керноотборников на кабеле – второй способ отбора керна. Принцип их работы изображен на рис. 2.3.

Максимальная длина образца породы 70 мм, максимальный диаметр 30 мм. Небольшие размеры образцов не позволяют получать достаточно полноценные сведения о нефтегазонасыщенности пород и надежно судить о величине угла падения пород. Извлеченный из скважины керн должен подвергается всестороннему изучению.



Рис. 2.3. Схемы отбора образцов керна из стенок скважины керноотборниками на кабеле

Тщательное описание извлеченного керна прямо на скважине проводится геологом. Существует стандартная технология по обработке керна в кернохранилище. Уложенный в ящики керн с обязательным указанием номера буровой и участка, наименования промысла, глубины взятия доставляется в кернохранилище.

Около 90 % керна подвергается стандартному анализу, который включает измерения пористости, проницаемости, минеральной плотности, скорости распространения упругих волн, электрических параметров, эти сведения необходимы для основы интерпретации данных ГИС и оценки продуктивности месторождения.

Примерно 10 % кернового материала изучается более детально. Так как эти анализы значительно повышают стоимость и время исследований, есть возможность изучить только самые интересные участки в промысловом отношении. Для этих образцов проводятся порометрические исследования, которые позволяют определить остаточную водонасыщенность, а, следовательно, определить тип

коллектора. Анализ шлифов проводится для изучения внутренней структуры изучаемой породы, что позволяет определить характер распределения порового пространства, минеральный состав и тип глины. В связи с комплексностью минералов, входящих в состав горной породы для более однозначного решения необходимо привлекать электронную микроскопию и химический анализ. В результате всестороннего изучения горных пород различных типов формируется информационная база лабораторных данных, в сгруппированном виде [10].

Полная схема изучения образца показана на рис. 2.4.

Информационная база данных лабораторного исследования керна

Геологическая характеристика:
Литолого-минералогический состав
Структура и текстура
Условия осадконакопления
Вторичные изменения
Фильтрационно-емкостные свойства:
Пористость
Проницаемость
Флюидонасыщенность
Капиллярное давление
Физические свойства:
Плотность
Естественная радиоактивность
Акустические свойства
Электрические свойства



Рис. 2.4. Последовательная технология лабораторного изучения образцов керна

Так как экономически нецелесообразно делать 100 % отбор керна по всем скважинам, об этих важнейших параметрах судят по результатам геофизических исследований скважин, что является задачей петрофизиков (рис. 2.5).

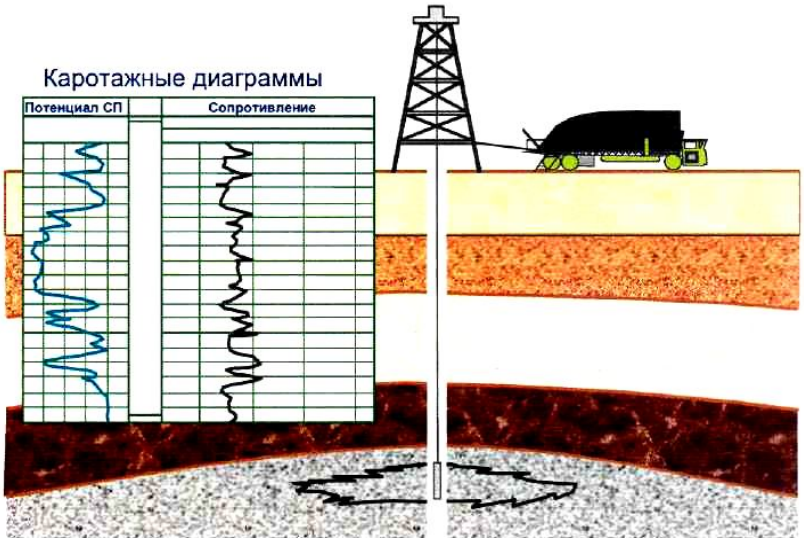


Рис. 2.5. Схема проведения геофизических исследований в открытом стволе скважины

Процесс получения информации о физических свойствах пород по данным ГИС наглядно можно представить в виде обобщенной структурной схемы (рис. 2.6), и независимо от вида изучаемого поля она остается одинаковой.

Источник физического поля воздействует на горную породу в скважине, а прибором регистрируется сигнал – отклик. В зависимости от тех или иных свойств изучаемой породы будут регистрироваться разные уровни сигналов. На результаты измерений так же влияют различные факторы, которые являются помехой, и которые необходимо учитывать для качественной интерпретации каротажных кривых. Например, при проведении каротажа по тепловым нейтронам необходимо знать влияние диаметра скважины, толщину и плотность глинистой корки, со-

леность бурового раствора, для того чтобы исключить эти факторы, и регистрируемая кривая несла только геологическую информацию. Условия измерений обязательно учитываются, и вводятся соответствующие поправки согласно имеющимся палеткам. В современных системах этот этап реализуется на стадии первичной обработки регистрируемого сигнала. Если сигнал записан без учета условий измерений, выделение геологической (или полезной) информации осуществляется отдельно, после регистрации кривой.

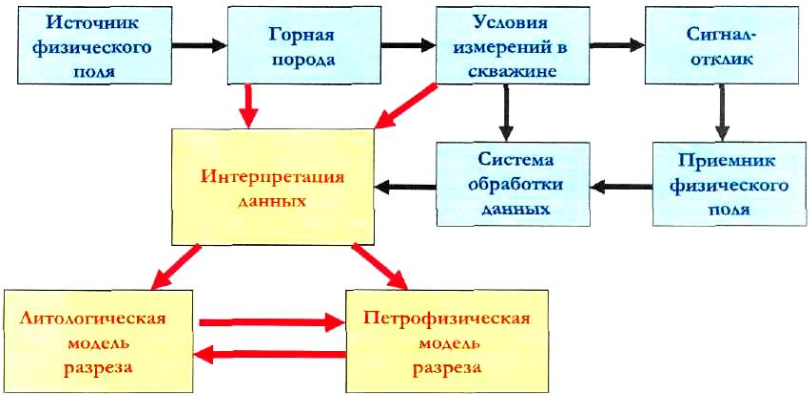


Рис. 2.6. Схема получения информации о горных породах по данным геофизических исследований скважин

Переход к интерпретации кривой, возможно только после учета факторов, не связанных с геологией.

Под интерпретацией кривой подразумевается ее геологическое истолкование, например, – определение литологии пород, их глинистости по кривым потенциала самопроизвольной поляризации или гамма каротажа, определение пористости по кривым акустического, нейтронного или плотностного метода, определение сопротивления пласта по кривой индукционного метода. Конечной целью интерпретации данных является построение литологической модели разреза, по которой можно судить о составе пород (песчаник, глина, известняк и т. д.) или

петрофизической модели, взглянув на которую можно представить распределение тех или иных физических свойств (пористости, проницаемости, сопротивления) в пространстве [11].

Проведение ГИС преследует такие цели, как получении информации о глубине залегания продуктивного пласта, его толщине, пористости и температуре, типах пород, слагающих пласт, проницаемости Для решения этих задач используются различные комплексы методов, позволяющие определять свойства пласта, обоснованные и зарекомендовавшие себя в тех или иных геологических условиях. Чтобы качественно определить свойства пласта, неизмененного влиянием бурового раствора необходимо использовать методы, глубоко проникающие в пласт. Особенно актуально это для электрических методов. В то же время существует постоянная необходимость высокого разрешения по вертикали, чтобы выделять тонкие, порядка 30 см, пласты – коллекторы.

Каждый метод геофизики характеризуется своими параметрами, и как видно из рис. 2.7, методы большей глубинности обладают низкой разрешающей способностью по вертикали, и наоборот, для решения этих двух задач используется комплекс. Керн – ГИС.

При применении геофизических методов мы исследуем сравнительно большой объем породы, при исследовании керна идет точечное изучение. Каждый из этих двух подходов имеет свои преимущества и недостатки, основные из которых представлены таблице 2.1.

Анализируя таблицу , можно сделать вывод, что при сравнении этих двух подходов недостатки одного компенсируются достоинством другого. Поэтому наилучших результатов с наименьшими затратами можно достичь совмещая эти методы, т. е. детально изучив керн на сравнительно небольшом интервале, добиться совпадения физических свойств, найденных в лаборатории по керну с этими свойствами, вычисленными по каротажной кривой, а затем – распространить эти зависимости на интервал, в котором керн не отбирался.

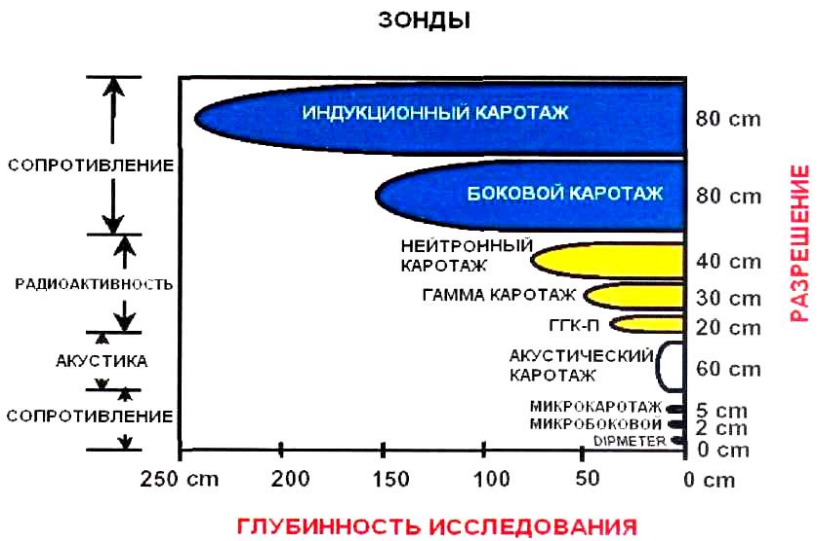


Рис. 2.7. Разрешающая способность различных методов ГИС

Таблица 2.1

Сравнительная характеристика информативности петрофизических исследований керна и ГИС

Керн	**ГИС**
1. Детальная литолого-минералогическая характеристика	1. Упрощенная литологическая модель геологического разреза
2. Точное определение физических и фильтрационно-емкостных параметров отдельных типов пород	2. Приближенная оценка физических и фильтрационно-емкостных свойств
3. Точечный отбор и малые размеры образцов	3. Непрерывные измерения по всему стволу скважины
4. Недостаточная представительность для гетерогенных формаций	4. Оценка объемных параметров геологической формации в целом

Основой для интерпретации ГИС являются лабораторные исследования керна, по которым эталонируются результаты об-

работки каротажа. Поэтому лабораторному исследованию керна придается исключительно важное значение.

База лабораторно-аналитических данных является основой для оценки свойств коллекторов месторождения. Результаты этих исследований позволяют получить количественные параметры горных пород, необходимых для описания коллекторов, их классификации, характеристики связей параметров для последующей интерпретации данных ГИС. Последовательность работы с базой лабораторно-аналитических данных преследует несколько целей:

1. Анализ данных лабораторных исследований для получения объективных параметров пород-коллекторов, их классификации и изучения закономерностей изменения их характеристик;

2. Петрофизическое обоснование интерпретации данных ГИС – оценка статистических параметров горных пород и их корреляционных связей, необходимых для последующей количественной интерпретации материалов геофизических исследований скважин (пористость, проницаемость, водонасыщенность, плотность, акустические и электрические свойства).

Увязка отбора керна и ГИС, особенно в случае неполного выноса керна из интервала проходки, является наиболее трудоемкой и неоднозначной по решению задачей, требующей высокой квалификации исполнителя – геолога или петрофизика. Остановимся на отдельных моментах решения этой проблемы.

1. Структура лабораторной базы данных предусматривает наличие сведений об интервале проходки с отбором керна, реальном выносе керна, месте взятия образца для лабораторных исследований. Место взятия образца указывается от начала интервала проходки, к которому автоматически приписывается начало колонны керна. При этом колонна керна может не быть целостной, а состоять из отдельных фрагментов с возможным выпадением частей разреза. Мы же рассматриваем колонну керна как непрерывную. Поэтому данные о привязке керна к колонне при отборе образцов в кернохранилище представляют собой только первичную информацию, которая в дальнейшем должна быть скорректирована.

2. Независимая геологическая информация о колонне керна получается при первичном описании и последующем детальном текстурном анализе (рис. 2.8).

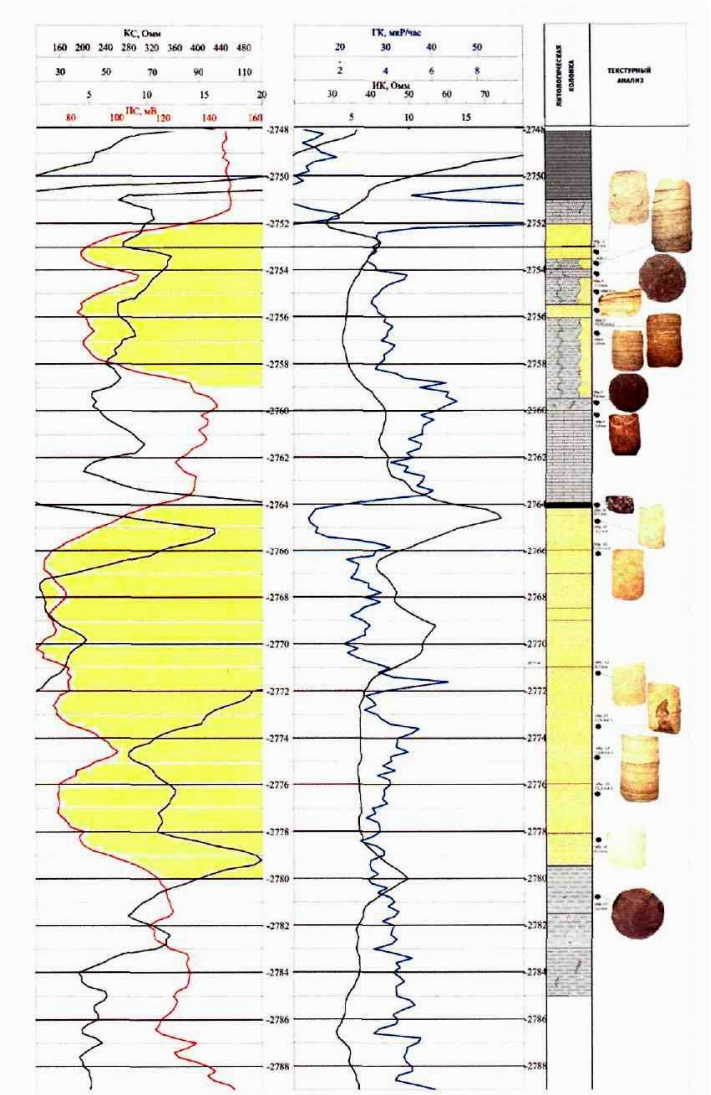


Рис. 2.8. Увязка данных керна и ГИС при детальном текстурном анализе

3. Коррекция привязки экспериментальных образцов производится на основе комплекса независимых петрофизических, геологических и геофизических данных. Дополнительной является информация о режиме бурения и данные геолого-технических исследований в процессе бурения.

4. Лабораторные петрофизические эксперименты проводятся независимо от отбора, в результате чего имеется независимая информация об изменчивости физических свойств пород по колонне керна (в соответствии с первичной информацией об отборе). Оптимальным является наличие ведений по физическим свойствам – аналогам геофизических измерений в скважинах (плотность, радиоактивные свойства и т. д.)

5. В зарубежной практике осуществляется непрерывная радиометрическая документация керна скважин для этих целей.

6. Геофизические измерения в скважинах несут информацию о литологическом составе, структуре и физических свойствах пород. Общеизвестны основные теоретические положения, контролирующие отображение горных пород в физических полях.

7. Три независимых набора данных должны образовывать непротиворечивую систему. При этом возможно смещение как полной колонны керна, так и отдельных ее составных частей по вертикали (без перемешивания), что обязательно должно быть отражено в документации.

Недопустимой является привязка керна только к одной геофизической диаграмме, например, метода ПС, т. к. в этом случае данному методу придается слишком большой вес, заранее подстраиваются типовые корреляционные связи, и нарушается объективность.

2.2. Физические свойства горных пород и флюидов

Геофизические свойства, изучамые при интерпретации геофизических исследованиях скважин:

- плотность,
- магнитная восприимчивость,
- скорости распространения сейсмических и упругих волн,

- удельное электрическое сопротивление,
- тепловые свойства горных пород.

Главными определяющими факторами физических свойств горных пород являются:

-химический состав,

-структура, текстура,

-термодинамические условия.

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 [12].

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 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

Фильтрационно-емкостные свойства

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

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

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

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.2.9). Однако такая неизмененная 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.

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 с вто-

ричной, трещинной и особенно трещинно-кавернозной пористостью, которая существует на больших глубинах.

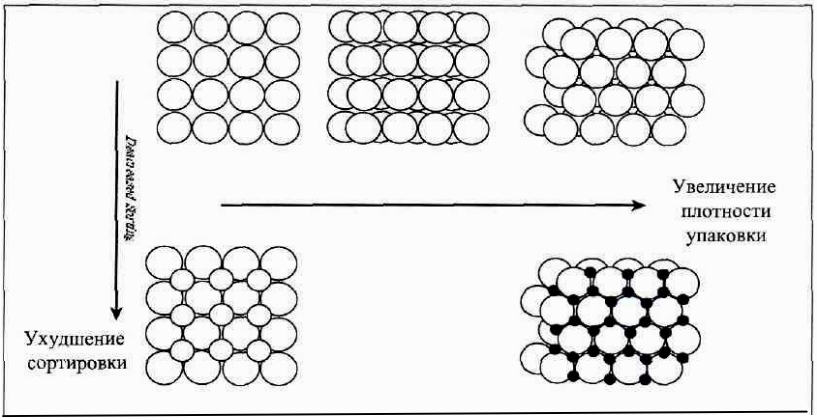
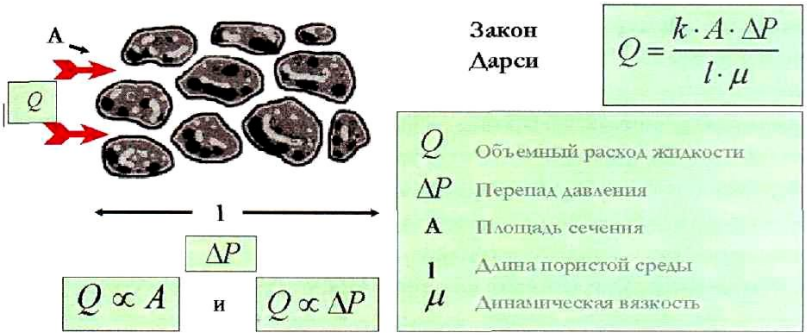


Рис. 2.9. Влияние сортировки и упаковки зерен скелета на пористость горных пород

Под проницаемостью понимается способность породы пропускать через себя жидкость, газы и их смеси при перепаде давления (рис 2.10). В уравнении Дарси проницаемость является коэффициентом пропорциональности между другими важнейшими параметрами.



Символом К обозначена абсолютная проницаемость пористой горной породы

Рис. 2.10. Уравнение Дарси для пористой среды

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 см, сквозь которую течет жидкость вязкостью 1 сантипуаз, при разнице давления на краях 1 дин/см со скоростью 1 см /с. Для петрофизических расчетов размерность Дарси слишком большая, поэтому используют более дробную единицу измерения – миллидарси (мД), где 1000 мД=1 Д. В академических исследованиях пользуются системой СИ и единицей измерения является $м^2$. Соотношения размерностей: 1 Д=0,9869x10^{-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 [13]:

$$K = \frac{K_n^{\,3}}{f \times S_ф \times T^{2}_{г}},$$

где K_n – пористость образца породы (доли единицы), $S_ф$ – удельная поверхность каналов фильтрации (в $м^2$/м), $T_г$ – 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.

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:

$$K_{ов} = K_{эв} / K_{ан}$$
$$K_{ог} = K_{эг} / K_{ан}$$
$$K_{он} = K_{эн} / K_{ан}$$

где $K_{ов}$, $K_{ог}$, $K_{он}$ – 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 начинается 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 меняется от нескольких десятков до 5000 мД. В среднем проницаемость коллекторов нефтяных месторождений колеблется в пределах 200–1000 мД. Проницаемость глин составляет тысячные доли миллидарси. Совершенно очевидно, что чем больше проницаемость пластов, тем выше их производительность и ожидаемая нефтеотдача. В процессе разработки проницаемость меняется (уменьшается)

вследствие разбухания глин при нагнетании воды, засорения призабойной зоны нагнетаемыми водами, содержащие примеси, отложения в призабойной зоне парафина, смол и т. п.

Исследования керна 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.

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 в 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 (рис. 2.11)

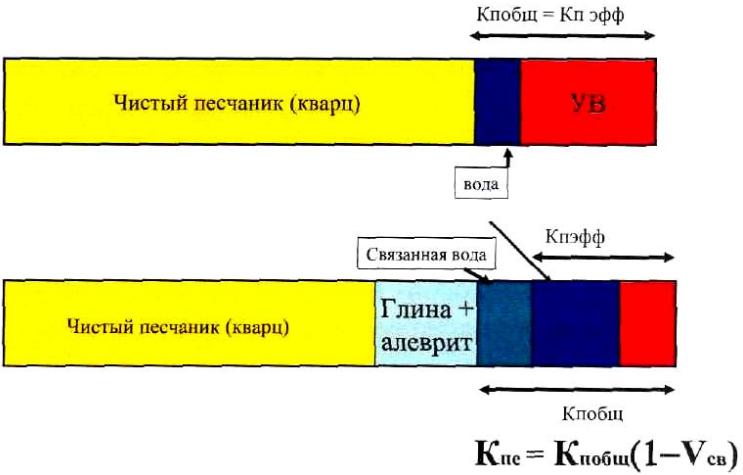


Рис. 2.11. Модель флюидонасыщенности порового пространства песчано-глинистых пород

В чистом песчанике объем остаточной воды – функция площади поверхности зерен песчаника и, следовательно, размера зерен (верхняя модель). В глинистом песчанике (нижняя модель) дополнительно присутствуют алеврит и глина, которые уменьшают эффективную пористость при плохой сортировке и увеличивают объем связанной воды пропорционально глинистости.

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. 2.12), можно определить положение водонефтяного контакта (ВНК) по пересечению линий давления. На уровне ВНК капиллярное давление P_c равно нулю.

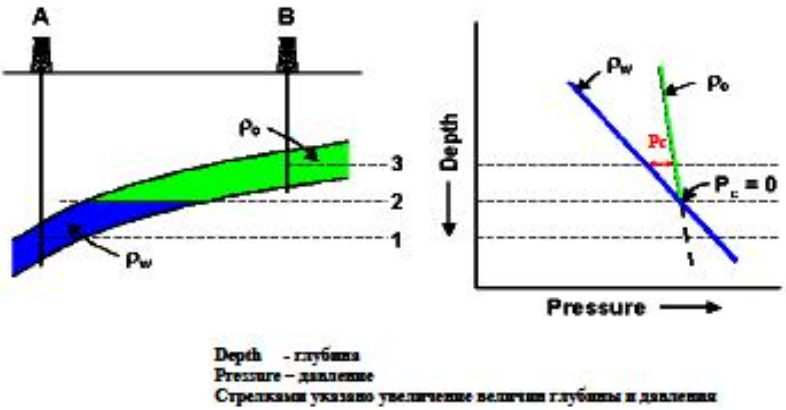


Рис. 2.12. Концепция капиллярного давления в коллекторе. Стрелками указано увеличение глубины и давления: *1 – водоносный пласт; 2 – водонефтяной контакт; 3 – нефтеносный пласт. Коллектор с самой высокой проницаемостью – А*

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).

Результатом капилляриметрических измерений являются графики связи капиллярных давлений и водонасыщенности (рис. 2.13), анализ которых позволяет сделать вывод о качестве коллектора.

Для того чтобы добиться состояния, при котором вода не отжимается, необходимо приложить максимальное давление из трех представленных пород. Значение остаточной водонасыщенности,

или (Sw irreducible) – число, по которому можно судить о качестве коллектора. 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. 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.

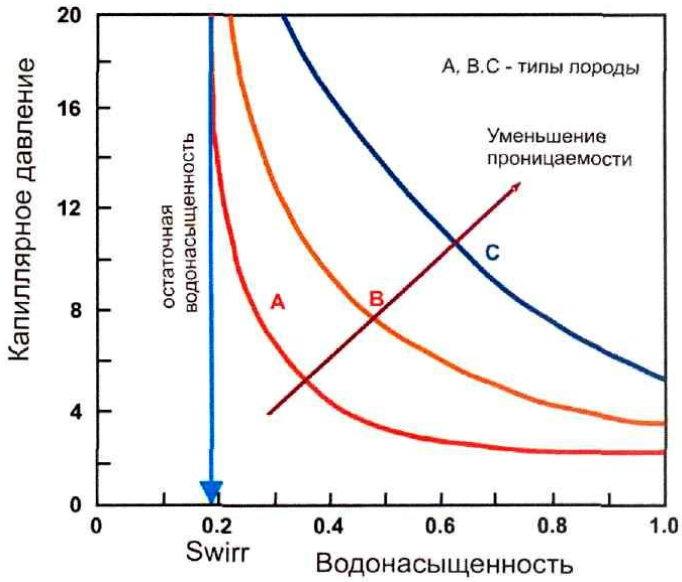


Рисунок 2.13- Капиллярные кривые для разных типов горных пород

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, что является очень актуальной задачей (рис 2.14).

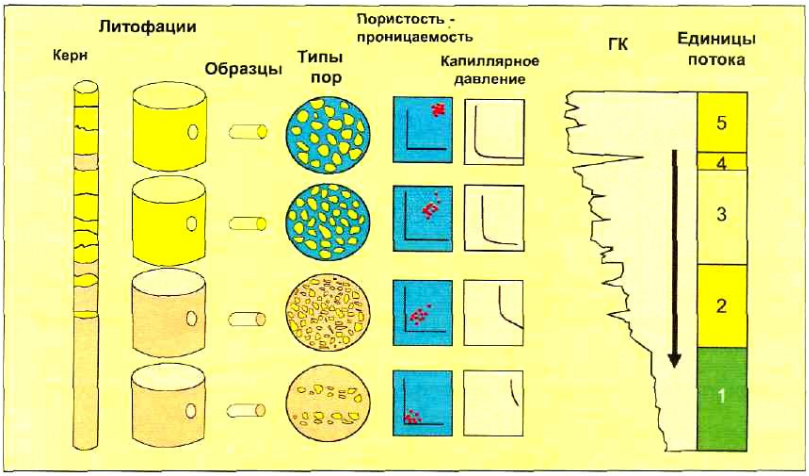


Рис. 2.14. Взаимодействие различных параметров пород-коллекторов и выделение гидравлических единиц потока

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 – это физическая величина, которая для однородного вещества определяется его массой в единице объема, она обозначается буквой σ:

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

Этот параметр необходимо знать для интерпретации плотностного (или гамма-гамма) каротажа. Плотность породы можно найти по формуле

$$\sigma=(1-Kn)\times \sigma ск+Kn\times \sigma f,$$

где σ – объемная плотность породы, Kn – пористость,

$\sigma_{ск}$ – плотность скелета горной породы, σ_f – плотность флюида.

Из этого уравнения можно найти пористость: $Kn= (\sigma ск -\sigma) / (\sigma ск -\sigma f)$.

Для определения пористости по данным ГИС 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/см^3 ,

для известняка – 2,71 г/см^3,

для доломита – 2,87 г/см^3.

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, т. к. 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:

$$V_p = \sqrt{\frac{E}{\sigma} \times \frac{(1-\mu)}{(1+\mu)\times(1-2\mu)}} \qquad V_s = \sqrt{\frac{E}{\sigma} \times \frac{1}{2\times(1+\mu)}},$$

где V_p – скорость распространения продольных волн в породе, V_s – скорость распространения поперечных упругих волн, Е-модуль Юнга (коэффициент пропорциональности между продольным напряжением и соответствующей ему деформации), μ – коэффициент Пуассона (коэффициент поперечного сжатия). Для горных пород величина E изменяется от $0{,}15 \times 10^{-4}$ до $0{,}6 \times 10^{-5}$ МПа, а коэффициент Пуассона μ близок к 0,25. После подстановки средних значений упругих констант получим V_p/V_S – 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:

$$\Delta t = \Delta t_f \times K_n + \Delta t_{ск} \times (1 - K_n) \quad \text{отсюда}$$

$$K_n = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_f - \Delta t_{ск}},$$

где Δt – измеренное время пробега упругих волн; $\Delta t_{СК}$ – скорость распространения упругих волн в матрице; Δt_f – скорость распространения упругих волн в воде.

Величина $\Delta t_{СК}$ зависит от минералогического состава скелета, и для чистых разностей основных типов пород приняты усредненные значения:

для песчаника – 159 мкс/м,
для известняка – 142,5 мкс/м,
для доломита – 130,5 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 сцементированности;
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. Более грубая, но подходящая для практических целей константа скорости распространения волны в воде – 567 мкс/м.

Скорости распространения волн определяются составом, строением и состоянием горных пород, гранулометрического и минерального состава твердых частиц, глубины залегания, возраста пород, степени метаморфизма, плотности, пористости, трещиноватости, разрушенности, выветренности, водонасыщенности, нефтегазонасыщенности Наименьшими скоростями (*Vp*) обладают рыхлые сухие пески (0,5 – 1 км/с),

- нефть (~1,2 км/с),
- вода (~1,5 км/с),
- глины (1,3 – 3 км/с),
- уголь (1,8 – 3,5 км/с).

Большие скорости (3–6 км/с) у скальных осадочных пород (известняки, мрамор, доломит, соль и др.). Самые большие (4–7 км/с) – у изверженных и метаморфических пород. Скорости распространения поперечных волн (*Vs*) меньше, чем продоль-

ных (*Vp*). Отношение *Vp/ Vs* меняется для разных пород: от 1,3–1,6 (для высокопористых газонасыщенных), к 1,5–2 (для сцементированных скальных или водонефтенасыщенных) до 2–3 (для рыхлых плохо сцементированных типа лессов, песков). В связи с разным строением слоистых сейсмических сред и границ в сейсморазведке используются следующие скорости (или типы скоростей) распространения упругих волн (*Vp* и *Vs*).

Типы скоростей:

- истинная скорость *Vист* – это скорость волны в малом объеме породы. Она определяется путем ультразвуковых измерений на образцах;

- пластовая скорость *Vпл* – это средняя скорость распространения упругих волн в каждом пласте изучаемого геологического разреза;

- интервальная скорость *Vинт* является частным случаем средней скорости для заданного интервала глубин;

-средняя скорость *Vср* в пачке пластов – это скорость, определяемая по формуле:

$$V_{ср} = \frac{h_1+h_2+h_3+\ldots}{t_1+t_2+t_3+\ldots},$$

Пластовая, средняя и интервальная скорости определяются по сейсмическим наблюдениям в скважинах.

Эффективная скорость *Vэф* – это некоторая средняя скорость, определяемая в результате интерпретации данных сейсморазведки методом отраженных волн в предположении, что скорость в толще, покрывающей отраженную границу, постоянна.

Граничная скорость *Vг* – это скорость распространения скользящей преломленной волны вдоль преломляющей границы. Она рассчитывается при интерпретации данных сейсморазведки методом преломленных волн.

Кажущаяся скорость *Vк* – это скорость распространения фронта любой волны вдоль профиля наблюдений. В любой точке профиля наблюдений она равна отношению приращения пути Δx ко времени его прохождения волной Δt, т. е. $V_к = \Delta x/\Delta t$ поглощение упругих волн в горных породах.

Кроме скоростей распространения упругих волн, которыми определяется кинематика волн, важным сейсмическим свойством горных пород является степень поглощения ими сейсмической энергии, что определяет динамические характеристики волн, и прежде всего их интенсивность и дальность распространения.

Поглощение вызывается потерями упругой энергии за счет необратимых процессов в среде вследствие ее неидеальной упругости.

По этой причине амплитуда, например, плоской гармонической волны A экспоненциально убывает с расстоянием x, т. е.:

$$A = A_0 e^{-bx}$$

где A_0 – амплитудный параметр; b – коэффициент поглощения.

Коэффициент поглощения, разный для разных пород, возрастает с ростом пористости, трещиноватости пород, с уменьшением глубины их залегания и водонасыщенности.

В среднем у изверженных, метаморфических и сцементированных осадочных пород $b=10^{-5}$–10^{-3} (1/м), у рыхлых осадочных $b=10^{-3}$–0,5 (1/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 – электрическое сопротивление образца породы (в Ом); A и L – площадь поперечного сечения (м^2) и длина (м) образца.

Из этой формулы следует, что величина R измеряется в омметрах. Удельное электрическое сопротивление в 1 Омм равно полному сопротивлению образца горной породы в форме цилиндра в Ом, площадью поперечного сечения 1 м и длиной 1 м (рис. 2.15).

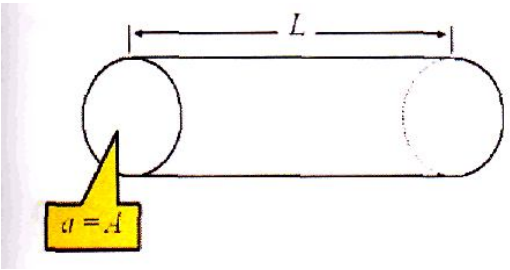


Рис. 2.15. Удельное сопротивление в Ом цилиндра длиной 1 м, и площадью поперечного сечения 1 м^2

Если рассматривать цилиндр, внутри которого есть поровый канал, заполненный проводящим раствором (рис.2.16), то сопротивления будут следующими:

$$r_0 = Rw \times \frac{L}{a} \quad , \quad R_0 = r_0 \times \frac{A}{L} = \frac{R_w \times \frac{L}{a} \times A}{L} = \frac{R_w}{\frac{a}{A}} = \frac{Rw}{K_n}$$

r_o – сопротивление раствора, заполняющего канал в Ом, R_w – удельное сопротивление раствора в Ом м, R_o – удельное сопротивление всего цилиндра, в котором есть канал, заполненный проводящей жидкостью.

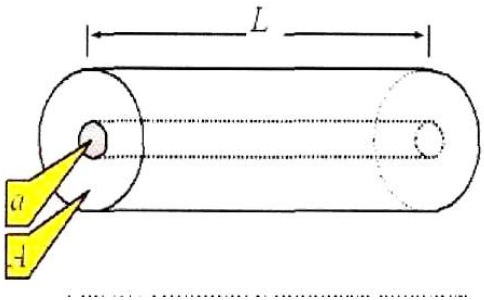


Рис. 2.16. Цилиндр с поровым каналом, заполненным проводящим раствором

Если усложнить задачу, и представить, что в цилиндре породы проходит извилистый канал, заполненный проводящим раствором (рис.2 17), получим:

$$ro = Rw \cdot \frac{Le}{a} \qquad Ro = ro \cdot \frac{A}{L} = \frac{Rw \cdot \frac{Le}{a} \cdot A}{L},$$

$$Ro = \frac{Rw \cdot \frac{Le}{L}}{\frac{a}{A}} \cdot \frac{\frac{Le}{L}}{\frac{Le}{L}} = \frac{Rw\left(\frac{Le}{L}\right)^2}{K_n}$$

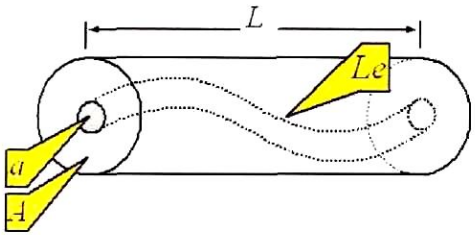


Рис. 2.17. Цилиндр с извилистым проводящим каналом

Электрический ток в растворах обусловлен движением диссоциированных ионов, и при повышении температуры увеличивается активность ионов. В ГИС обычно рассматриваются растворы, эквивалентные раствору NaCI, и пластовую температуру обязательно учитывают при интерпретации данных ГИС, для чего разработаны специальные номограммы. На удельное сопротивление горной породы влияют факторы:

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

Отношение Арчи устанавливает связь между удельным сопротивлением пласта (Rt) и параметром пористости (*F*), удельным сопротивлением воды (*Rw*), параметром насыщения (*RI*).

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

$$F = \frac{Ro}{Rw} = \frac{Rw\left(\frac{Le}{L}\right)^2}{\frac{K_n}{Rw}} = \frac{\left(\frac{Le}{L}\right)^2}{K_n}$$

Физические свойства
электрические свойства

$$Rt = F \cdot Rw \cdot RI,$$

$$F = a\phi^{-m}, \text{ or } \frac{1}{\phi^m},$$

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

So, $Sw = \sqrt[n]{\frac{F \cdot Rw}{Rt}}$, and $\sqrt[n]{\frac{Ro}{Rt}}$,

$$Sw = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \cdot Rw \cdot \frac{1}{Rt}},$$

The General Form of the Archie Equation.

Archie Relationship

- **a** - is the intercept of the F versus ϕ plot and is related to tortuosity,
- **m** - is the Cementation exponent and is also tortuosity dependent,
- **n** - is the saturation exponent and is saturation history, wettability and pore geometry dependent,
- ϕ - is the measured porosity

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

$$F \approx \frac{\frac{1}{K_n}}{K_n} = \frac{1}{K_n^{\,2}} = K_n^{\,-2}$$

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:

$$F = aK_n^{\,-m}$$

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

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. 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.

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.

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

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:

$$Sw = \sqrt[n]{\frac{F \cdot Rw}{Rt}}, \quad \text{или} \quad \sqrt[n]{\frac{Ro}{Rt}},$$

В общем виде это уравнение записывается в форме:

$$Sw = \sqrt[n]{\frac{a}{K_n^{\,m}} \cdot Rw \cdot \frac{1}{Rt}}$$

Эффект ошибок в расчетах важнейших параметров уравнения Арчи-Дахнова

Точное определение водонасыщенности – это ключ к точной оценке запасов. Ошибки в исходных параметрах на несколько процентов могут привести к ошибкам подсчета запасов на несколько миллионов тонн УВ.

Табл. 2.2 иллюстрирует разброс значений нефтенасыщения в случае трех возможных вариантов. Если эти данные применить для конкретных цифр в последней формуле, трансформированной к вычислению нефтенасыщенности (1 –Sw), итоговые значения будут расходиться очень сильно.

Таблица 2.2

Разброс значений нефтенасыщения

Данные параметров			
	-20 %	Базовый случай	+20 %
Rt	32	40	48
Rw	0,32	0,4	0,48
$K_п$	0,18	0,2	0,22
M	1,8	2	2,2
N	1,8	2	2,2
Нефтенасыщение пласта при изменении всех параметров			
Пессимистичный вариант	0,28		
Базовый вариант	0,5		
Оптимистичный вариант	0,82		

Естественная радиоактивность – способность горных пород к самопроизвольному испусканию гамма-квантов различной энергии за счет превращения одного изотопа в другой – радиоактивного распада Радиоактивность горных пород обусловлена преимущественно содержанием в них радиоактивных изотопов K^{40}, U^{238}, Th^{232}.

Дифференциация горных пород по естественной радиоактивности является основой бескернового изучения геологического разреза скважин по данным гамма-метода (ГМ) в интегральной и спектрометрической модификациях. Среди осадочных горных пород наименьшую гамма-активность имеют ангидриты, гипсы, кварцевые песчаники, чистые (неглинистые) разности известняков; наибольшую – глинистые полимиктовые песчаники, глины, калийные осадки.

Естественная радиоактивность представляет собой самопроизвольный, подчиненный статистическому закону распад ядер атомов неустойчивых химических элементов. Радиоактивный распад приводит к изменению строения, состава и энергии ядер и сопровождается испусканием α- и β-частиц или захватом

электрона из *K*- или *L*-оболочки коротковолновым излучением электромагнитной природы (*γ*-излучение). При этом происходят выделение радиогенного тепла, ионизация газов, жидкостей и твердых тел.

В радиометрии нефтегазовых скважин используется только *γ*-излучение. Гамма-кванты распространяются в веществе со скоростью света *c,* обладают энергией $E=h\nu$ и импульсом $p=E/c$, где ν – частота электромагнитных колебаний; h – постоянная Планка.

Единицы измерения радиоактивности – грамм-эквивалент радия на 1 грамм породы – концентрация радиоактивных элементов в горной породе, при которой возникает гамма-излучение такой же интенсивности, как при распаде 1 г Ra (г-экв Ra/г, или пг-экв Ra/г). 1 пг-экв Ra/г = 10-12 г-экв Ra/г =16.5 API.

Измерение интегральной радиоактивности – радиометрия, гамма-каротаж, измерение концентраций основных радиоактивных *элементов – гамма-спектрометрия.*

Максимальная концентрация *U* и *Th* и отношение *Th/U* установлены у обломочных пород: конгломератов, песчаников, глинистых сланцев. Меньших значений концентрация и отношение *Th/U* достигают у кремнистых пород (кремнистых сланцев, кварцитов, глинисто-кремнистых сланцев). Еще меньшие значения средних концентраций и отношения *Th/U* наблюдаются у таких карбонатных пород, как мергели, известняки, битуминозные известняки. Самые малые концентрации *U* и *Th* и относительно низкое отношение *Th/U* характерны для соляных пород.

Доломиты и каустобиолиты (каменный уголь, торф, горючие сланцы) отличаются сравнительно высоким содержанием урана и малым – тория, особенно первые. Большое количество тория и урана с торием содержат грубообломочные породы (конгломераты, гравелиты, песчаники) элювиальных, прибрежно-морскнх и иных толщ. В отличие от этих пород известняки, сланцы, песчаники, возникающие в морских бассейнах, в основном ураноносны и содержат фосфат и органику. Содержания *U* и *Th*, а, следовательно, и радиоактивность обломочных пород возрастают от конгломератов к песчаникам, алевролитам, аргиллитам

Фоновое содержание *U* (в безрудных породах), достигающее 10^{-5} кг/м3, установлено в водах до глубин в сотни метров.

На глубинах, измеряемых километрами, содержание урана нигде не превышает 10^{-6} кг/м3. С глубиной максимальное содержание *U* в водах имеет тенденцию к убыванию, обычно глубинные воды вообще лишены *U*. Многочисленные исследования показали, что содержание радия в пластовых водах заметно повышается с приближением к контурам нефтеносности.

Содержание изотопов радия в связанной воде нефтяного пласта достигает 37–370 Бк, что на один–два порядка выше, чем в свободной воде за пределами залежи. Диффузионный перенос радия из связанной воды нефтяной залежи в подпирающую водоносную часть создает радиогеохимический эффект – аномальное повышение радиоактивности в зоне водонефтяного контакта.

Содержание *U* в многочисленных образцах нефтей различных типов находится в пределах $6\cdot10^{-9}$–$11{,}2\cdot10^{-7}$ %. Концентраторами урана в нефтях служат асфальтены и спиртобензольные смолы, содержание которых возрастает со степенью окисления нефти. С глубиной концентрация урана в нефти сначала снижается, а затем становится приблизительно постоянной. Содержание урана в нефти увеличивается с ростом ее сернистости, плотности и смолистости.

ЕРЭ поступают в почвенный воздух в виде эманации радона, торона, актинона из горных пород и отчасти природных вод. Радиоактивность почвенного воздуха, где содержится радон, в среднем $5{,}4\cdot10^{-18}$ расп/(с·м^3). Таким образом, вклад в радиоактивность пород газовой фазы очень мал.

2.3. Литолого-петрофизическая характеристика месторождений углеводородов Казахстана

При поисках и разведке месторождений нефти и газа объектом являются залежи углеводородов, которые формируются в пористых проницаемых породах, перекрытых непроницаемыми породами, поэтому здесь наиболее важными свойствами выступают пористость, плотность, проницаемость, свойства флюида в порах, электрическое сопротивление пород и многие другие свойства пород (рис 2.18–2.20).

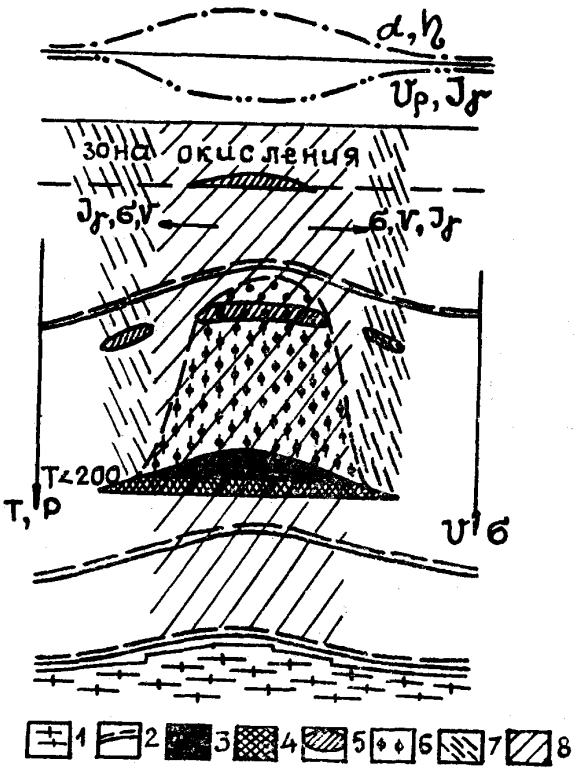


Рис. 2.18. Модель нефтегазоносной структуры:
1 – породы фундамента 2 – опорные петрофизические горизонты; 3 – нефть; 4 – запечатывающий слой; 5 – участки повышенной поляризуемости или магнитности пород, обязанные восстанавливающему воздействию углеводородов; 6 – ореол вторжения углеводородов; 7 – зоны субвертикальных петрофизических неоднородностей пород; 8 – зона разуплотнения в сводовой части структуры. Стрелками показаны направления увеличения физических параметров

При разработке месторождений нефти и газа дистанционно изучаются изменения пористости и насыщенности продуктивных пластов, закрытых обсадными трубами, поэтому наиболее эффективно здесь исследование нейтронных свойств пород [14].

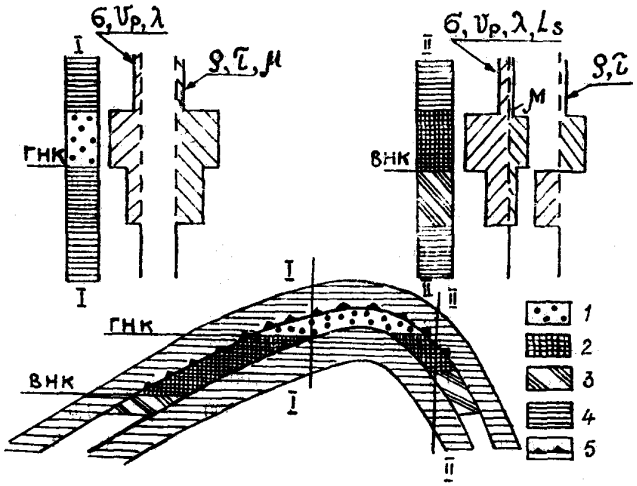


Рис. 2.19.Петрофизическая модель нефтегазовой залежи:
1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода; 4 –вмещающие породы; 5 – отражающая поверхность с максимальным поглощением упругой энергии

Типовая характеристика петрофизических свойств нефтегазового разреза, выглядит следующим образом [15].

Граниты и гнейсы архейского комплекса имеют плотность (σ) 2,75–3,0 г/см3, магнитную восприимчивость ($\acute{e}$) 2000–10^{-5} ед. СИ, электрическое сопротивление (ρ) более 1000 Ом-м, скорость упругих волн (v) 6–7 км/с.

Нижние терригенные образования арланской свиты рифея имеют σ = 2,48–2,95 г/см^3; ρ = 5–20 Ом-м; v = 3,5–5 км/с; доломитовый комплекс каласаинской свиты рифея – ρ = 200–1000 Ом-м.

Средний терригенный комплекс среднего и верхнего девона имеет ρ =5–200 Ом-м; v = 3,7–4,7 км/с.

Галогенно-карбонатный комплекс с прослоями терригенных пород с франского яруса девона до карбонатных отложений перми имеет $\acute{e}$ = (10–20)–10^{-5} ед. СИ; ρ = 100–300 Ом-м; 1–15 Ом-м (терригенные породы), 900–1000 Ом-м (соль). Верхний терригенный комплекс перми, мезозоя, кайнозоя имеет v = 2,8–3,5 км/с, 2,5–3,0 км/с, 1,7–2,6 км/с соответственно; $\acute{e}$ = (50–170)–10^{-5} ед. СИ, ρ =10–100 Ом-м, 2–40 Ом-м, 2–400 Ом-м соответственно.

При наличии в продуктивных горизонтах нефти:

• плотность коллекторов уменьшается относительно их водоносной части до 0,05–0,10 г/см^3, а в газовых месторождениях – до 0,05–0,15 г/см^3;

• электропроводность продуктивных горизонтов уменьшается до 100 и более раз относительно водоносной части пласта

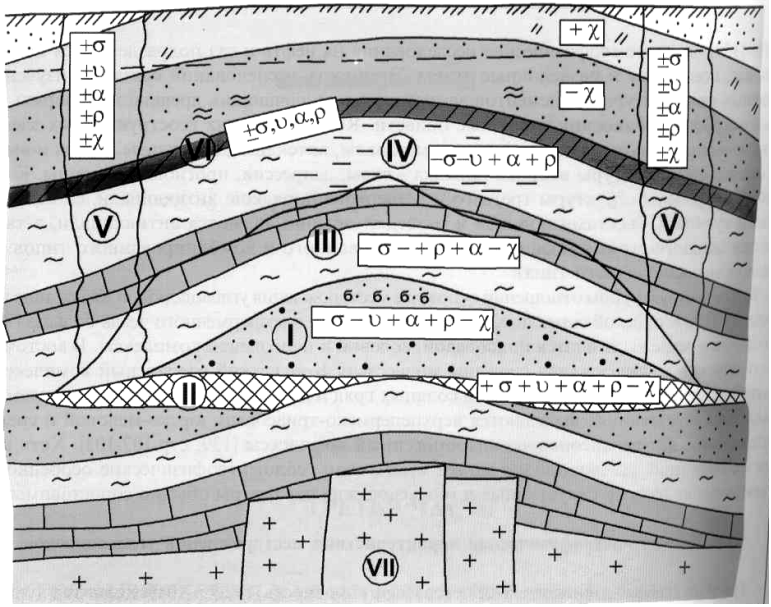


Рис. 2.20. Схема распределения физических свойств пород в пределахнефтегазоносных структур платформенного типа [12]: *I – залежь нефти и газа; II – запечатывающий слой; III – ореол вторжения углеводородов; IV – зонаразуплогаш пород в своде структуры; V – зоны субвертикальных неоднородностей пород и разнонапряженных состав; VI – опорные границы между породами с различными физическими свойствами; VII – фундамент*

• по поляризуемости неофтегегазоносные пласты отличаются от законтурной зоны до 5–7 раз;

• наличие нефти и газа приводит к уменьшению скорости распространения продольных волн *Vp* до 15–25 %;

• при этом коэффициент их поглощения (а) может увеличиваться до 10 и более раз;

• большинство минералов, слагающих $\acute{a}$ не более $3–10^{-5}$ ед. СИ. Нефть является диамагнетиком с $\acute{a}$ в пределах $– 2–10^{-5}$ед. СИ.

В области контактов залежей нефти и газа:

• наблюдаются процессы растворения минералов, образование кальцита, кварца, пирита и других минералов, которые ведут к существенному уменьшению пористости и соответственно повышению плотности пород;

• образуется так называемый запечатывающий слой.

Появление ореола вторжения или возникновение аномально высокого пластового давления (АВПД), т. е. давления, превышающего нормальное (гидростатическое) давление обусловлено различными причинами при сверхвысоких пластовых давлениях и температурах нижняя часть глинистой покрышки, подвергается интенсивному воздействию пластовых вод, нефти и газов.

Физические свойства глинистых пород в ореоле вторжения изменяются следующим образом: увеличивается пористость, уменьшается плотность, повышается газонасыщенность. Скорость сейсмических волн уменьшается. Электрическое сопротивление может уменьшаться или увеличиваться.

*Физические свойства т*ерригенных пород:

• в большинстве случаев становятся песчанистее по направлению от крыльев структуры к ее своду;

• при наличии карбонатных отложений на сводах структур преимущественно развиты известняки, а на крыльях – доломиты. Это приводит к уменьшению плотности от крыльев к своду до 0,1–0,2 г/см^3;

• наличие разуплотнения приводит к появлению отрицательных гравитационных аномалий, в ряде случаев близких к аномалиям от залежи;

• разуплотнение пород приводит к уменьшению скоростей сейсмических волн до 0,5 км/с и увеличению поглощения;

• электрическое сопротивление разуплотненных зон зависит от состава заполнителей и солености вод, а также углеводородных компонентов;

• в сводовых частях могут быть зоны структур с повышенными, пониженными и знакопеременными значениями $\rho к$;

• магнитная восприимчивость осадочных и терригенных пород в часто уменьшается до $(40–60)–10^{-5}$ ед. СИ, а в отдельных случаях и

больше. В зоне окисления *ć* повышается от 20–10–5 ед. СИ до 200105 ед. СИ по сравнению с породами вне области залежью;

• такое распределение *ć* может привести к появлению над продуктивными структурами положительных, отрицательных и знакопеременных магнитных аномалий.

В краевых или крыльевых частях структур установлено наличие зон аномально высоких и низких напряжений горных пород, выражающееся в увеличении и уменьшении плотности и пористости пород по сравнению со сводовой частью, изменении скорости сейсмических их поглощения, электрического сопротивления.

Эти зоны характеризуются повышенным тепловым порогом. Если структуры продуктивны, то по зонам разуплотнений возможен повышенный вынос углеводородов, радиоактивных веществ, магнитных минералов и других элементов.

Опорные границы в осадочной толще: границы между слоями с различными физическими свойствами (плотностными, электрическими, акустическими) представляют основной объект исследований при поисках месторождений нефти и газа сейсморазведкой. Их число в разрезе может достигать 10–15 и более. Геофизические эффекты этих границ затушевывают аномалии от залежей углеводородов.

Породы фундамента более консолидированы по сравнению с вышележащими осадочными отложениями и создают четкие физические границы, которые искажают геофизические аномалии от залежей углеводородов.

Таблица 2.3

Физические свойства пород

Классы пород	**σ, г/см^3**	**Vp, км/с**	**□ ,ед. СИ**	**ρ, Ом м**
Осадочный комплекс				
Терригенные	2,3-2,63	2-3,8	10^{-5}-10^{-3}	10-10^{3}
Карбонатные	2,6-2,8	4,0-1,8	<10^{-5}	10^{2}-10^{5}
Траппы	2,8-2,95	8-6,2	10^{-2} -10	10^{3}-10^{4}
Магматические:				
Гранитоиды	2,5-2,75	2-5,8	10-10^{-3}	10^{2}-10^{4}
Средние	2,6-2,85	7-6,5	10^{-3}-10^{-2}	10^{2}-10^{4}
Основные	2,8-3,06	3-7,5	10-10^{2}	10^{2}-10^{5}
Ультрабазиты	3,1-3,37	6-8,7	10^{2}-10^{4}	10^{2}-10^{5}

ГЛАВА 3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ

3.1. Методика интерпретация данных каротажа

3.1.1. Общие сведения

Интерпретация данных каротажа выполняется по схеме, в соответствие с рис. 3.1. Исходный материал – каротажные диаграммы, прошедшие предварительную обработку – контроль качества [16].

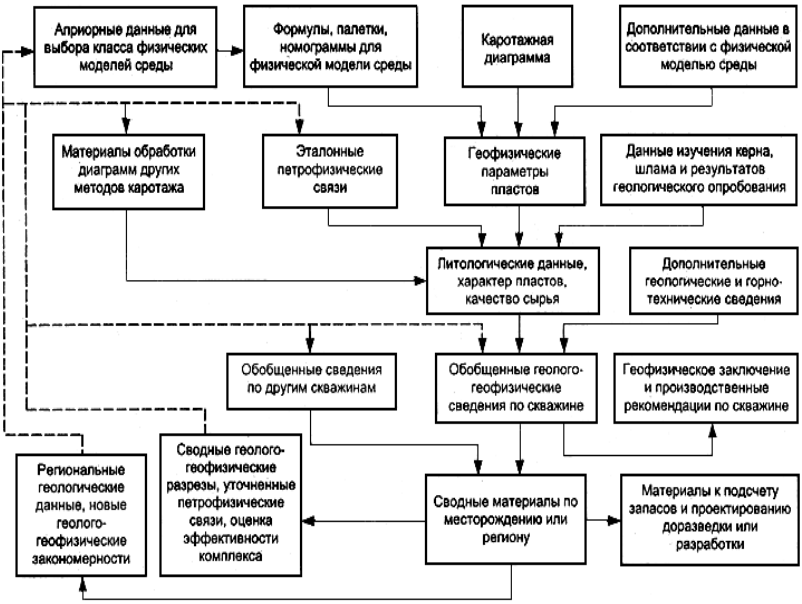


Рис. 3.1. Схема процесса интерпретации материалов каротажа

Выбор физических моделей определяется характером геологического разреза и имеющимися данными теоретических расчетов связей регистрируемого сигнала с параметрами модели среды и измерительной установки. Обычно используются модели в виде пласта ограниченной мощности со скважиной или

пласта неограниченной мощности со скважиной. Для выбранных моделей привлекают имеющиеся материалы решения прямых задач, данные теоретических расчетов или физического моделирования (см. рис.2.6).

Переход от измеряемых геофизических параметров к геологическим осуществляется на основе материалов изучения физических свойств горных пород (рис.3.2)[17].

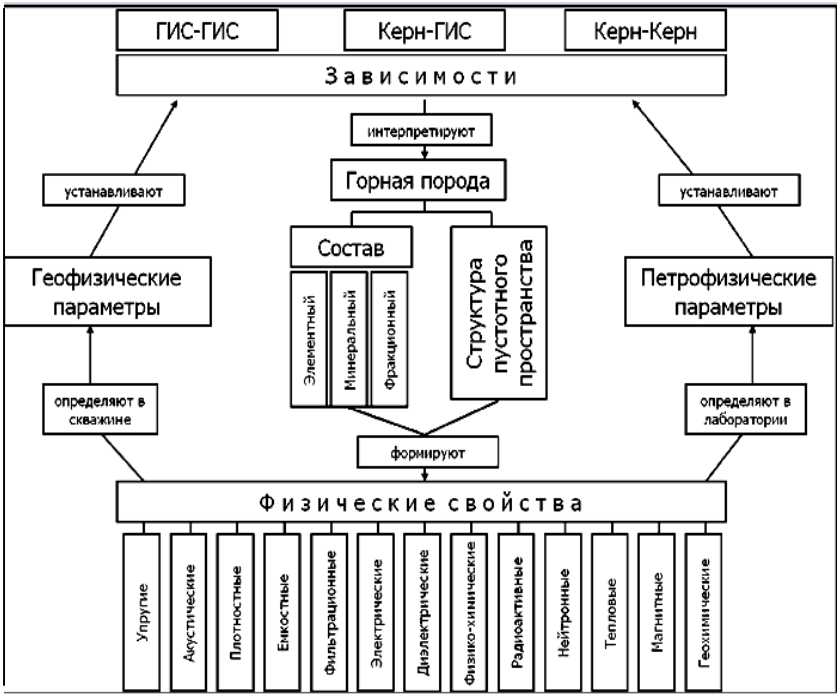


Рис. 3.2. Схема изучения горных пород по керну и результатам ГИС

Интерпретация каротажа – это процесс, в котором измеренные параметры переводятся в желаемые петрофизические параметры пористости, углеводородонасыщенности, проницаемости, продуктивности, литологии, и т. д. Этот перевод усложнен влиянием процесса бурения скважин. В ходе бурения пород жидкость, содержащаяся в порах этих пород, может быть заме-

щена или загрязнена вторжением бурового раствора. Иногда даже может быть изменена матрица породы[16,18].

Там, где позволяет физика измерения, каротажный зонд должен быть разработан так, чтобы имел очень существенную глубину исследования. Когда физика измерения не позволяет провести глубокое исследование, методы интерпретации должны рассмотреть проблемы, связанные с проникновением в поры пластов фильтрата бурового раствора.

Целью количественной интерпретации каротажа является обеспечение уравнениями петрофизических зависимостей и методами, с помощью которых по этим уравнениям можно выполнить вычисления. Фактически основных фундаментальных предпосылок интерпретации каротажа немного и они имеют простую концепцию. Для определения литологического состава, выделения пластов коллекторов, оценки коллекторских свойств и характера их насыщения используется широкий комплекс сведений, рассматриваются результаты геофизической интерпретации диаграмм разных методов каротажа, материалы изучения физических свойств горных пород и результаты, полученные при изучении образцов керна. Рассматриваются петрофизические связи, т. е. количественные соотношения между изучаемым геофизическим параметром и геологическими свойствами породы[17].

При геологической интерпретации все рассматриваемые материалы увязываются между собой и образуют обобщенные геолого-геофизические сведения по изучаемой скважине, включающие геолого-геофизический разрез по скважине, характеристику полезных ископаемых, расчетные параметры пластов. По этим материалам составляют геофизическое заключение по скважине.

Материалы комплексирования методов каротажа по отдельным скважинам сопоставляются между собой, обобщаются и группируются в сводные геолого-геофизические материалы по месторождению, району или региону. На основе сводных материалов подсчитываются запасы полезного ископаемого, проектируется разработка месторождения, составляется заключение по объекту.

Результаты сводной интерпретации используются при совершенствовании методики обработки данных каротажа, уточнении исходных петрофизических зависимостей, оценке инфор-

мативности применяемых методов и уточнении комплекса геофизических исследований. Сводная интерпретация позволяет осуществить обратную связь в ходе обработки данных каротажа. Обратная связь существенно повышает точность, помехоустойчивость системы обработки, т.е. позволяет получить окончательные выводы, в большей степени отражающие действительное геологическое строение месторождения, более точные оценки запасов полезных ископаемых [18]. Ранее полученные данные используются при интерпретации новых материалов. Если уточнение зависимостей существенно, то данные переинтерпретируют. На рис. 3.1 обратные связи отмечены штриховыми линиями. Высокая эффективность геофизических методов обусловлена наличием достаточно тесных связей между структурой, минеральным составом пород и их физическими свойствами – электрическим удельным сопротивлением, электрохимической активностью, тепловым сопротивлением, плотностью, интервальным временем пробега упругих волн, магнитной восприимчивостью, естественной радиоактивностью и др. Теоретические и экспериментальные исследования показали, что горные породы и полезные ископаемые в большинстве своем могут быть детально изучены по комплексу физических свойств.

Значительный объем геофизических исследований направлен на изучение физических свойств осадочных пород для количественного определения их коллекторских свойств и нефтегазонасыщения, что вызвано следующими причинами[16,19,20]:

- бурение скважин с отбором керна требует в несколько раз больших затрат средств и времени, чем бескерновое бурение;

- современные способы отбора керна при глубоком бурении недостаточно совершенны. При большой глубине скважины из интервала бурения на поверхность часто выносится не более 20–40 % керна. Обычно отбираются наиболее крепкие и практически менее интересные породы. Таким образом, данные керна не обеспечивают полного изучения разрезов скважин, особенно коллекторов нефти и газа, часто представленных рыхлыми породами;

- отобранные образцы пород имеют незначительные размеры, что исключает возможность получения достоверных сведений о коллекторе в целом, необходимых для его промышленной

оценки. Многие продуктивные горизонты по результатам изучения керна выглядят довольно однородными образованиями. Между тем детальные геофизические исследования показывают их значительную изменчивость;

- структура керна нередко нарушается, что ограничивает возможность точного определения коллекторских свойств пород. Трещины, образующиеся в керне под действием динамических нагрузок на долото и при последующем хранении, повышают его пористость и проницаемость;

- в лаборатории коллекторские свойства пород обычно определяются при атмосферном давлении и температуре. В этих условиях величины коэффициента пористости и особенно коэффициента проницаемости превышают их действительные значения. Геофизические методы дают возможность изучать коллекторы при действующих давлении и температуре в условиях естественного залегания пород, что повышает точность определения изучаемых параметров;

- при отборе керна часто трудно точно установить состав среды, заполняющей поровое пространство. Например, по данным керна невозможно (за редким исключением вскрытия необводненного пласта на неводном растворе) определить коэффициент нефтенасыщения и тем более коэффициент газонасыщения. Трудоемка оценка минерализации пластовых вод, требующая остановки скважины и выполнения специальных работ;

- геофизические методы позволяют либо детально изучать разрезы скважин, выделяя прослои пород мощностью до нескольких сантиметров, либо, измеряя физические параметры больших объемов пород, получать интегральные значения исследуемых свойств. Эти значения во многих случаях объективнее характеризуют коллектор, чем данные единичных анализов керна малого размера в лаборатории;

- данные геофизических методов и особенно микрометодов исследования разрезов скважин точнее привязаны к глубине, чем данные керна, особенно при выносе его менее 100 %.

Представление геофизических параметров в виде непрерывных диаграмм (кажущегося сопротивления $\rho_к$, потенциалов

$U_{пс}$ самопроизвольной поляризации, интенсивностей естественного I_γ и нейтронного γ-излучения и др.) вследствие наглядности графического изображения и значительной дифференциации измеряемых параметров обеспечивает наиболее надежное расчленение разрезов скважин и их сопоставление.

Получение четких зависимостей между физическими (электрическим удельным сопротивлением, электрохимической активностью, радиоактивностью и др.) и коллекторскими (пористостью, проницаемостью, глинистостью и нефтегазонасыщением) свойствами позволило разработать методики количественного определения значений по результатам непосредственного измерения в скважинах геофизических параметров $\rho_к$, $U_{пс}$, I_γ, $I_{n\gamma}$ и др. При комплексном изучении разрезов скважин одно и то же свойство горной породы (например, пористость) может быть определено по различным физическим параметрам, что значительно повышает точность его оценки по геофизическим данным. Комплекс современных способов компьютерной интерпретации позволяет преобразовывать непрерывно регистрируемые геофизические параметры в кривые изменения по разрезу скважины главнейших литологических признаков и основных свойств, характеризующих промышленное значение коллекторов (коэффициент пористости, степень насыщения порового пространства нефтью и газом и др.)[10,22].

Достоверность оценки коллекторских свойств и нефтегазонасыщения пород по геофизическим данным в основном обусловлена степенью изученности их физических свойств и качеством регистрации измеряемых физических параметров ($\rho_к$, $U_{пс}$, I_γ,Δt и др.) в скважине.

3.1.2. Контроль качества материалов ГИС

Контроль качества материалов ГИС выполняется с целью выявления ошибочных и некачественных (не удовлетворяющих техническим условиям) материалов при приемке первичных материалов партий или отрядов ГИС.

Качество материалов оценивается по градуировочным и контрольным записям (на диаграммах и цифровых носителях в начале и конце каротажа) нуль-сигнала, стандарт-сигнала, измерения при неподвижном приборе, измерения в колонне, каротажа в интервалах перекрытия (контрольные записи). Запись нуль и стандарт-сигнала производится согласно требованиям, приведенным в инструкциях для каждого вида каротажа. При контрольных измерениях и при выполнении последующего каротажа выполняется перекрытие не менее 50 м ранее исследованного интервала, при этом в интервале перекрытия необходимо наличие не менее двух меток[19].

Погрешность регистрации кривых, отклонение градуировочных записей от номинальных значений и расхождения контрольных измерений должны находиться в пределах, указанных в инструкции для каждого вида измерений. При одинаковых условиях измерений абсолютная погрешность принимается равной среднеквадратическому отклонению значения параметра против пласта от среднего его значения по данным повторных измерений. Относительная погрешность определяется как отношение абсолютной погрешности к среднему значению измеряемого параметра.

Расхождения в определении глубин при повторных исследованиях скважин представлены в табл. 3.1 и допускается в следующих размерах[19]:

Таблица 3.1

Интервалы глубин, км	<0,5	0,5-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	>6
Расхождение, %	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	>5,0

Стабильность измерений определяется сравнением повторных записей нуль- и стандарт-сигналов, а также анализом записей в колонне при неподвижном скважинном приборе. Расстояние между метками на диаграмме при аналоговой записи или количество чисел между ними при цифровой регистрации не должны отличаться от их номинальных значений более чем на 1 %. Глубины, указанные против нанесенных меток, должны

соответствовать точкам записи используемых измерительных зондов. Скорость регистрации не должна превышать максимально допустимую, указанную в настоящей инструкции или установленную посредством опытных измерений в нескольких скважинах района или площади.

Результаты каротажа должны соответствовать требованиям инструкции, а результаты измерений должны находиться в пределах допустимых погрешностей. Наиболее существенными дефектами, не исключающими возможность использования полученных материалов для решения задач, поставленных перед данным видом исследования, являются следующие[19]:

- отсутствие до 20 % меток в интервале каждых 200 м;
- некоторых сведений в заголовке подлинников диаграмм, контрольных записей измерений в обсадной колонне, предусмотренных для данного вида исследований;
- градуировочных записей в начале или в конце диаграмм;
- дублирующей записи, если погрешность измерений может быть оценена иным путем (по интервалу перекрытия с предыдущим каротажем, по известным значениям параметров на отдельных литологическиыдержанных участках разреза), а также небольшие разрывы на диаграммах или размывы записи, не исключающие возможности восстановления конфигурации кривой и интенсивности аномалий;
- отличие фактического масштаба регистрации от заданного; большое количество переносов, неудачное взаимное расположение кривых.

Первичные материалы, записанные с погрешностями, превышающими допустимые, с упущениями и помехами, неисправимыми при обработке, в результате чего материал не может быть использован для решения задач, поставленных перед данным видом каротажа, являются браком. Бракованный материал к обработке не допускается и требует повторной записи.

Для аппаратуры всех видов каротажа должны соблюдаться установленные сроки ее поверки, в противном случае полученный материал должен быть забракован[19].

3.1.3. Оформление первичных каротажных материалов

Все первичные каротажные материалы (диаграммы при аналоговой записи, файлы при цифровой записи) и сопроводительные журналы (рапорты) операторов должны содержать полную информацию об объекте (месте) и условиях проведения каротажа, т. е.[19]:

- название участка работ;
- тип и номер скважины, глубину забоя, диаметры долота, диаметры обсадных труб и соответствующие им интервалы глубин, абсолютную отметку высоты устья скважины, глубину башмака обсадной колонны;
- номер каротажной партии (отряда);
- название метода ГИС, вид каротажа;
- дату и время начала и окончания каротажа, дату и время окончания бурения;
- тип и номер каротажной станции (лаборатории);
- тип и номер измерительной панели и другого применяемого измерительного и записывающего оборудования;
- тип и номер каротажного подъемника;
- тип и общую длину каротажного кабеля;
- тип и номер скважинного прибора, наличие центраторов, их количество и максимальный диаметр;
- условное обозначение и размеры каротажного зонда;
- положение точки записи по отношению к первой метке каротажного кабеля, цену первой метки с учетом точки фиксации метки;
- измеряемые параметры и их размерности;
- режимы записи в соответствии со спецификой каждого метода и особенностями применяемой измерительной и записывающей каротажной аппаратуры;
- масштабы записи измеряемых величин, значения калибровочных сигналов;
- значение уровня (линии) начала отсчета на записи;
- начальную и конечную глубину интервала каротажа, масштаб глубины на записи или шаг взятия отсчетов по глубине.

3.1.4. Этапы интерпретации ГИС

Интерпретация данных ГИС условно может быть подразделена на 2 этапа:

- оперативная или геофизическая интерпретация. Определяют местоположение в разрезе скважины отдельных литологических разностей и определяют их физические свойства; выделяют интервалы, занимаемые полезным ископаемым, и определяют его качественные и количественные характеристики;

- сводная или комплексная геологическая интерпретация. На этом этапе по совокупности геофизических данных об отдельных пластах и имеющимся геологическим материалам дают заключение о строении залежей полезного ископаемого и его запасах, производят корреляцию разрезов скважин, строят профильные геолого-геофизические разрезы, структурные и пластовые карты, подсчитывают запасы полезного ископаемого[23,24].

Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин имеют важное значение. Это объясняется, с одной стороны, необходимостью бурения глубоких скважин с минимальным отбором керна или вообще без него (для удешевления и ускорения работ) и, с другой стороны, хорошей дифференциацией осадочных толщ по легко измеряемым электрическим и ядерно-физическим параметрам, выдержанностью разрезов осадочных пород по простиранию, что дает возможность привязки каротажных диаграмм многих скважин к разрезу одной или нескольких опорных скважин, пробуренных с отбором керна.

Основные задачи, решаемые с помощью ГИС на месторождениях нефти и газа[10,18]:

- литологическое расчленение разрезов скважин;
- выделение в разрезах коллекторов, определение их мощности и строения;
- определение коллекторских свойств (пористости, проницаемости, глинистости);
- определение нефтегазонасыщенности коллекторов;
- определение положения ВНК, ГНК, ГВК;
- корреляция разрезов скважин;
- изучение технического состояния скважин;

- контроль над разработкой месторождений.

Геофизические исследования разрезов скважин выполняются широким комплексом, включающим электрические, магнитные, радиоактивные, термические, механические и физико-химические (геохимические) методы, для решения следующих задач [5,16]:

✓ задачи общего характера включают:

а) расчленение горных пород, слагающих разрезы скважин; определение глубин их залегания и мощностей;

б) выделение коллекторов;

в) изучение структуры геологических объектов и характера их фациальной изменчивости;

г) выделение реперов для корреляции разрезов скважин и последующее изучение строения месторождений по данным обобщающей интерпретации результатов геофизических исследований;

д) стратиграфическое расчленение разрезов, определение и уточнение геологического возраста пород.

✓ задачи детального исследования, к которым относятся количественные определения: коэффициентов пористости, проницаемости, глинистости; коэффициентов первоначального и остаточного нефтенасыщения и газонасыщения продуктивных объектов и коэффициентов вытеснения нефти и газа.

При каротаже скважин на месторождениях нефти и газа применяют обширный комплекс методов ГИС. Для построения разрезов скважин используется комплекс диаграмм различных геофизических методов. Построение разреза включает две операции: определение границ и толщин отдельных пластов и оценку литологической характеристики выделенных однородных интервалов[16,20,25].

Для определения границ и толщин пластов используются известные методики по диаграммам отдельных методов. Литологическую характеристику пород оценивают по сумме признаков, выявленных на диаграммах различных методов. Чем больше число признаков, характеризующих породу, установлено, тем точнее она может быть определена.

Расчленение геологического разреза скважины по составу пород и составление предварительной литологической колонки представляют основное содержание оперативной интерпрета-

ции. Прежде чем приступить к решению этого вопроса, диаграммы различных методов увязывают по глубине. Для этого выбирают пласты с наиболее четкими особенностями на каротажных диаграммах. Решение вопроса о литологическом расчленении зависит от типа геологического разреза.

Изучение физических свойств горных пород и их взаимных связей в петрофизических лабораториях для повышения точности бескерновой геологической документации разрезов скважин по геофизическим данным имеет такое же значение, как и изучение петрографии этих пород, для более обоснованного познания недр по геологическим данным. Однако в связи с тем, что физические свойства пород изучаются главным образом для установления связей, позволяющих в дальнейшем обоснованию перейти на высокоэффективное бескерновое бурение скважин, этим исследованиям необходимо уделять большое внимание.

Следует помнить, что точные ответы на вопросы, какие породы пройдены скважиной, каковы их структура, пористость, проницаемость, степень нефтегазонасыщения, можно получить лишь в том случае, если известны физические свойства исследуемых пород и связи между этими свойствами и литолого-петрографической характеристикой пород [18, 25].

Методы и приемы количественной интерпретации результатов геофизических исследований скважин достаточно эффективны лишь в том случае, если интерпретаторы учитывают конкретные геологические условия изучаемого района, определяющие используемые петрофизические связи, и уточняют их, сопоставляя с результатами опробования скважин. Схема определения критических значений при выделении эффективных мощностей коллекторов по данным ГИС приведена на рис. 3.3[18].

Разрешающая способность основных геофизических методов исследования скважин показана в табл.2.2[19].

Типовой, нормальный, сводный разрезы являются основой корреляции (т. е. увязки) геологических разрезов разных скважин и эталоном интерпретации[10,24].

Типовой разрез – это осредненный геолого-геофизический разрез, на котором сопоставляются литологические и основные геофизические характеристики. Он отражает последовательность

геологических напластований, их среднюю видимую мощность, литологический состав, возраст и нефтенасыщенность, с одной стороны, и осредненные значения основных геофизических характеристик (КС, ПС, ГК, НГК и др.) с другой стороны.

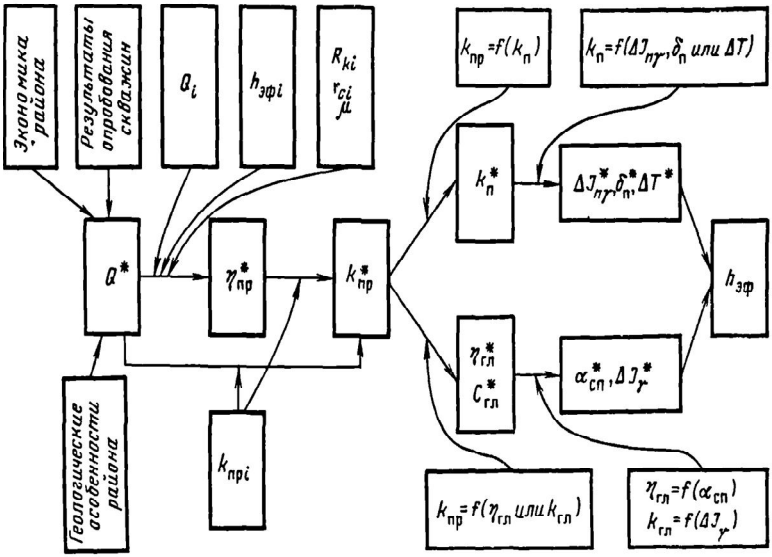


Рис. 3.3. Схема определения критических значений петрофизических параметров при выделении эффективных мощностей коллекторов

Таблица 3.2.

Разрешающая способность геофизических методов

Методы	Глубинность, см	Вертикальное разрешение, см
ПС	10-25	1-1.5 м
ГК	10-15	30-40
НК	15-30	40 – 60
АК	10-15	40– 60
ГГК-П	15-30	20 – 40 / 45-90?
ИК	100-150	1-1.5 м
БК	30-80	30-80
Микрозонды	2.5-5	10

3.1.5. Геологические построения по данным каротажа на нефтяных и газовых месторождениях

На разрезе выделяются пласты-реперы с указанием их геологических обозначений. Составляется разрез в масштабе глубин, принятом при каротаже (как правило, 1:500). Скважины, на основе которых строят типовой разрез, не должны иметь тектонических осложнений [24].

Нормальный разрез отличается от типового только использованием истинных, а не видимых, мощностей пластов. Его можно получить из типового посредством умножения видимых мощностей на косинус среднего угла встречи пластов и скважины.

Сводный разрез составляют в тех случаях, когда геологическое строение месторождения отличается изменчивостью литологии и мощности пластов. При построении сводного геолого-геофизического разреза колонки берут из нескольких скважин, а каротажные диаграммы – из одной.

Корреляция разрезов скважин и составление профильных геолого-геофизических разрезов. Корреляция разрезов скважин играет важную роль в изучении геологического строения месторождений. Для корреляции отбирают только качественные диаграммы и на них выносят результаты исследования керна. Масштаб каротажных диаграмм в разных скважинах должен быть одинаковым.

Корреляция заключается в выделении пластов-реперов и в определении глубины их залегания в разных скважинах. В качестве реперов выбирают пласты, которые удовлетворяют двум требованиям: во-первых, они должны создавать характерные аномалии на каротажных диаграммах, во-вторых, - прослеживаться на большой площади. При корреляции строят корреляционные схемы, нанося на чертеж каротажные диаграммы в порядке расположения скважин и соединяя между собой границы соответствующих пластов-реперов. При этом отметки, изображающие поверхность какого-то определенного репера, располагают на одной горизонтальной линии[10].

Профильные разрезы показывают геологическое строение месторождения в вертикальной плоскости. Их строят в крест простирания и по простиранию пород. Для построения разрезов могут быть

использованы и скважины, которые не лежат в плоскости разреза – их проектируют на него по направлению простирания пород.

*Построение различных карт***.** Структурные карты изображают строение месторождения в плане в виде изогипс (линий равных глубин) кровли или подошвы продуктивного горизонта.

Карты равных мощностей (карты изопахит) характеризуют изменение мощности продуктивного пласта. Изолинии равной мощности проводят либо по истинной, либо по эффективной мощности пласта.

Эффективная мощность определяется как полная истинная мощность пласта за вычетом всех непроницаемых прослоев и водонасыщенной (ниже условного ВНК) части пласта. Карты равных эффективных мощностей – один из основных исходных документов для подсчета запасов месторождения.

Комплексы ГИС для изучения геологического разреза представлены в табл. 3.3. Обязательные комплексы геофизических исследований по категориям скважин приведены в табл. 3.4[19].

Таблица 3.3

Комплексы ГИС для изучения геологических разрезов

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

3.2. Литологическое расчленение разрезов скважин

Основная цель исследования на этом этапе геологическая документация разрезов скважин, составление детального геологического разреза по данным комплекса ГИС, определение глубин залегания границ пластов, толщин по диаграммам различных геофизических методов исследования скважин.

Расчленение геологического разреза скважины по составу пород и составление предварительной литологической колонки представляют основное содержание оперативной интерпретации. Прежде чем приступить к решению этого вопроса, диаграммы различных методов увязывают по глубине. Для этого выбирают пласты с наиболее четкими особенностями на каротажных диаграммах. Решение вопроса о литологическом расчленении зависит от типа геологического разреза. Литологическую характеристику пород, границы и толщины пластов устанавливают по сумме признаков, выявленных на диаграммах различных геофизических методов. Для этого используются известные способы по диаграммам отдельных методов. Чем больше число признаков, характеризующих породу, установлено, тем точнее она может быть определена[16,26].

Как терригенные, так и карбонатные породы с различными типами порового пространства, насыщенные водой разной минерализации, нефтью или газом, построение разреза и особенно выделение коллектора можно осуществить лишь на основании количественной интерпретации геофизических данных с привлечением геологических сведений о характере разреза[11,18].

В терригенном разрезе наиболее информативными, с точки зрения литологического расчленения, в общем случае являются кавернометрия, методы КС, микрозондирование, ПС, ИК, ГК, ГГК-П и НГК. В карбонатном разрезе наиболее информативны с этой точки зрения кавернометрия, БК, БМК, ГК, ГГК-П, ННК и АК. В обоих случаях перспективно применение спектрометрических модификаций ядерно-физических методов.

При комплексной геофизической интерпретации необходимо учитывать, что существующие методы дают физические признаки пород, часто являющиеся общими для разных отложений.

Таблица 3.4

Обязательные комплексы геофизических исследований необсаженных скважин для решения геологических и технических задач

Структура комплекса	Категория скважин		
	Опорная, параметрическая	Структурная, поисковая, оценочная,	Эксплуатационная
Общие исследования (по всему разрезу скважин)	ГТИ, ПС, КС (1-2 зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилеметрия, Инкл., Рез., термометрия, ВСП	ГТИ, ПС, КС (1-2 зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилеметрия, Инкл., Рез., термометрия[1], ВСП	ГТИ[3], ПС, КС (1-2 зонда из состава БКЗ),БК[3],ГК, НК, АК[3], ГГК-П[3], профилеметрия, Инкл., Рез.
Постоянная часть детальных исследований	ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), МК, БМК, профилеметрия, ГК (СГК), НК, ИНК, АК, ГГК-П (ГГК-ЛП), Накл., ЯМК, КМВ	ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), МК, БМК, профилеметрия, ГК (СГК), НК, АК, ГГК-П (ГГК-ЛП)[4], Накл[5].	ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), МК[3],БМК, профилеметрия, ГК (СГК)[3], НК, АК, ГГК-П (ГГК-ЛП)[3]-[4]
Дополнительные исследования: - в сложных (трещинных, глинистых, битуминозных) коллекторах	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, ЭК-сканирование, АК-сканирование, ЯМК	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, ЭК-сканирование, АК-сканирование, ЯМК	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, ЭК- сканирование, АК-сканирование, ЯМК
-для определения межфлюидных контактов - при низком выносе керна	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК, ЯМК	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК, ЯМК
	СКО (отбор образцов пород сверлящим керноотборником)	СКО	
При неоднозначной интерпретации -для моделирования залежей и при проведении 3D-сейсморазведки	ГДК, ОПК, ИПТ, СКО, специальные исследования со сменой условий в скважине	ГДК, ОПК, ИПТ, СКО, специальные исследования со сменой условий в скважине	ГДК, ОПК, ИПТ, СКО, специальные исследования со сменой условий в скважине
			Накл., ВСП

Примечания: ' – в нескольких скважинах на площади (месторождении); [2] – во всех поисково-оценочных скважинах, в разведочных скважинах – при близком расположении сейсмопрофилей; [3] – при кустовом бурении ~ в вертикальных скважинах кустов; [4] – в разрезах с карбонатными коллекторами; [5] – в поисковых, оценочных и разведочных скважинах при наклоне границ пластов более *5°* к оси скважины

В связи с этим в тех случаях, когда совершенно неизвестны ни минеральный состав, ни литологическая характеристика пород, следует строить условную колонку расчленения разреза по физическим признакам, которую затем уточняют по данным петрофизических исследований образцов, извлеченных в процессе бурения скважины или боковым грунтоносом.

В природных условиях могут встречаться также переходные разности от одного типа к другому. Например, увеличение песчанистости глины может привести к уменьшению ее пористости и вероятности образования против нее каверны, увеличению сопротивления, а увеличение пластичности – к тому, что вместо каверны против глины создается сужение диаметра скважины. Повышение содержания глинистого материала в нефтенасыщенном песчанике приводит к уменьшению амплитуды СП и значительному снижению сопротивления.

Песчано-глинистый (терригенный) разрез обычно содержит пески, песчаники, глины, глинистые песчаники, алевролиты. Реже в его состав входят: конгломераты, глинистые сланцы, аргиллиты (каменистые глины), мергели. Такие разрезы разбуриваются на пресном буровом растворе, т. е. при минерализации бурового раствора $C_в$ меньше, чем минерализация $C_в$ пластовых вод и, следовательно, при $\rho_c > \rho_в$. Это обуславливает существование "прямого поля" ПС и образование положительного приращения $\Delta\rho_к$ на диаграммах микрозондов.

Для песчано-глинистого разреза основными методами ГИС являются: МЗ, ПС и КС, дополнительными: ГК, НГК, АК, КМ.

Песчано-глинистый разрез благоприятен для изучения его по кривой ПС. В общем случае пески, песчаники, алевриты и алевролиты легко отличаются по кривой ПС от глин. При $\rho_ф > \rho_c$ (прямое поле ПС) песчано-алевритовые пласты отмечаются отрицательными аномалиями ПС. Изучение фактического материала, полученного в скважинах, и лабораториях данных показало, что отклонение амплитуды ПС против глинистых песков меньше, чем против чистых (неглинистых) песков.

Кривые ПС в комплексе с другими методами каротажа используют для изучения разрезов скважин, выделения коллекто-

ров, определения глинистости, пористости, проницаемости, удельного электрического сопротивления пластовой воды. При этом если содержание глинистого материала велико, то могут резко измениться показания и других методов, что вызовет затруднение в выделении такого коллектора. Загипсованность пород приводит к уменьшению показаний НГМ. Все это в значительной степени затруднит построение разреза. Например, для терригенного разреза, в котором плотные слабоглинистые карбонатные разности пород имеют подчиненное значение, задача может быть достаточно хорошо решена с помощью одних лишь электрических методов[25,26].

С увеличением в песчаном пласте количества глинистого материала возрастает коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала (его диффузионно-адсорбционная активность), а, следовательно, уменьшается амплитуда отклонения кривой ПС против него. Наибольшей адсорбционной активностью (наибольшей дисперсностью) обладают глинистый и лимонитовый цементы породы, значительно меньшей — карбонатный цемент и наименьшей силикатный цемент. Адсорбционная емкость скелетной фракции песчано-глинистой породы (диаметр зерен больше 0,01 мм) во много раз меньше адсорбционной емкости наиболее распространенных разновидностей цемента и не играет существенной роли в формировании диффузионно-адсорбционной активности пород. Аномалия ПС практически такая же, как и против водоносных пород. Против нефтегазоносных глинистых пластов амплитуда ПС снижается относительно амплитуды ПС против такого же водоносного пласта. Это происходит вследствие повышения сопротивления коллектора, а также изменения его диффузионно-адсорбционной активности. Последнее объясняется тем, что в глинистых коллекторах вследствие замещения части объема пор нефтью и газом происходит увеличение относительной глинистости и соответственно диффузионно-адсорбционной активности [1,11,16].

В целом, глины и глинистые породы отличаются положительными аномалиями ПС; самыми низкими КС (от 2 до 20 Ом-м), $\rho_к^{МПЗ}=\rho_к^{МГЗ}$; повышенной естественной радиоактивностью; минимальными показаниями на диаграммах НГК-60; высокими значе-

ниями интервального времени ($\Delta T = 300 - 500 \frac{мкс}{м}$) на диаграммах АК; увеличением фактического диаметра скважины против номинального.

КС глин зависит от их отсортированности, оно минимально у морских, глубоководных глин и несколько выше у континентальных.

Песчаники и алевролиты имеют отрицательные показания на диаграммах ПС; более высокие значения КС (от единиц до сотен Ом-м); положительные приращения $\Delta\rho_K$ на диаграммах микрозондов; промежуточные показания на диаграммах ГК и НГК; более низкие значения интервального времени по АК (у песчаников $\Delta T = 175 - 330 \frac{мкс}{м}$, у алевролитов 200-275 $\frac{мкс}{м}$), на кавернограммах фиксируется уменьшение диаметра против номинального.

КС песчаников и алевролитов меняется в очень широких пределах в зависимости от их плотности и пористости, характера насыщения пор, состава цемента и примеси глинистого материала. Алевролиты характеризуются, в общем, такими же признаками, как и песчаники, но выраженными менее отчетливо.На рис. 3.4 представлен условный разрез и схематизированный вид каротажных диаграмм[6], а на рис. 3.6 результаты интерпретации комплекса ГИС терригенного разреза с применением программного обеспечения “SAND”.

На рис. 3.7 показаны вариационные кривые распределения геофизических параметров для различных литологических разностей для подсолевых отложений месторождений восточного борта Прикаспийской впадины. Оценка пороговых значений, использование вероятностно-статистических методов при литологическом расчленении разрезов скважин по диаграммам геофизических методов показана на рис. 3.5.

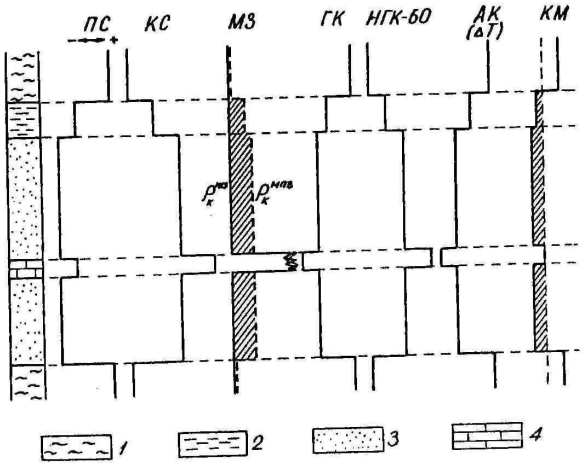


Рис. 3.4. Литологическое расчленение песчано-глинистого разреза по данным комплекса методов ГИС:
1 – глина; 2 – алевролит; 3 – песчаник; 4 – известняк

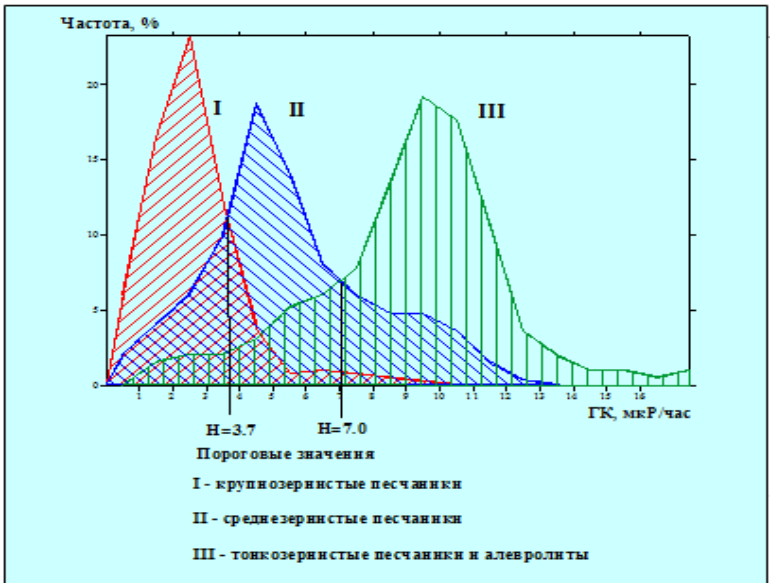


Рис. 3.5. Вариационные кривые интенсивности гамма-излучения для песчаников

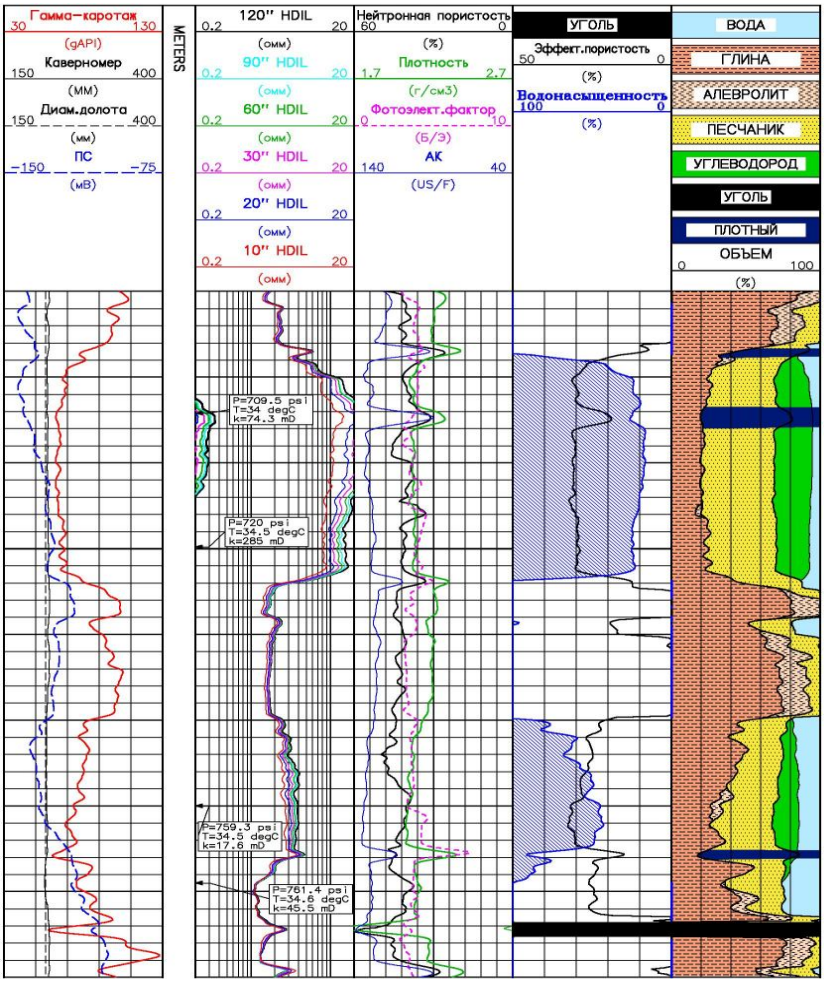


Рис. 3.6. Пример интерпретации ГИС (терригеный разрез)
Программа “SAND”. ГК, ПС, Каверномер, ИК, ГГК-П, ННК, ФЭК

Карбонатный разрез содержит обычно известняки и доломиты в разных видах: плотные и крепкие, пористые и трещиноватые, глинистые и т. п. Реже в разрезе присутствуют гипс, ангидрит, каменная соль. Расчленение карбонатного разреза – более трудная

задача, нежели расчленение песчано-глинистого. С помощью ГИС в карбонатных разрезах можно отделить рыхлые, высокопористые известняки, известняки-ракушечники от плотных кристаллических и окремнелых известняков. На диаграммах КС карбонатные толщи выделяются как зоны высокого сопротивления – от сотен до тысяч и десятков тысяч Омм. Рыхлые, кавернозные известняки обладают пониженным КС[17,18,25].

В случае нефтегазонасыщенности, а пористые известняки могут быть нефтегазонасыщенными, их сопротивление соизмеримо с сопротивлением плотных известняков. Примером может служить пласт 2 на рис. 3.8[6]. На диаграммах ПС карбонатные породы выделяются отрицательными аномалиями на фоне глин. Амплитуда аномалий увеличивается с ростом пористости (пласты 2 и 4) и уменьшается с ростом глинистости (пласт 6). В общем случае диаграммы ПС в карбонатном разрезе слабо дифференцированы.

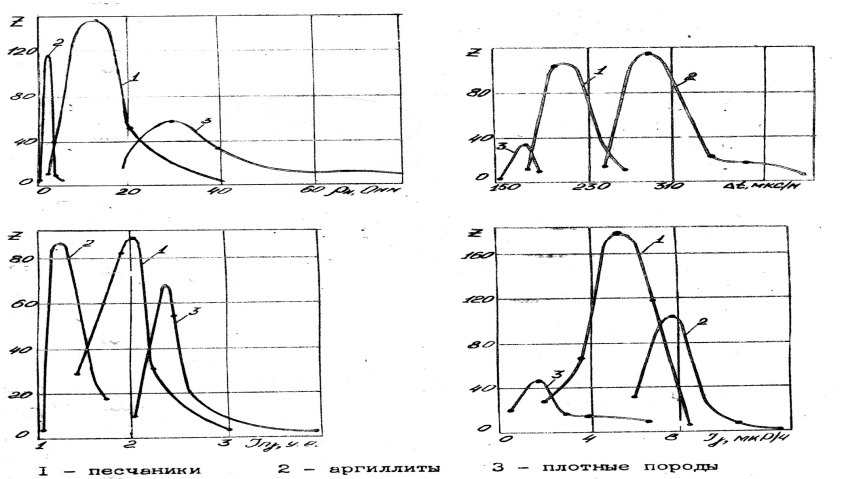


Рис. 3.7. Вариационные кривые распределения геофизических параметров

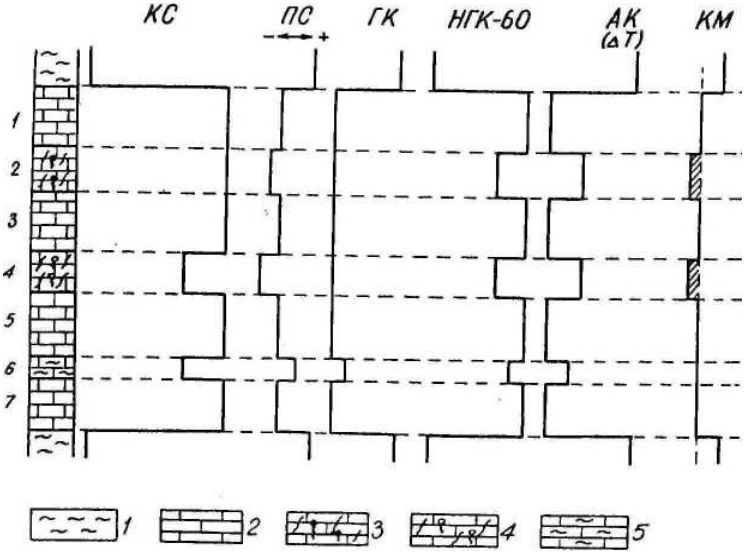


Рис. 3.8. Литологическое расчленение карбонатного разреза по данным комплекса методов ГИС:
1 – глина; 2 – известняк плотный; 3 – известняк трещиноватый нефтенасыщенный; 4 – известняк трещиноватый водонасыщенный; 5 – известняк

В карбонатном разрезе основные причины возникновения аномалии ПС те же, что и в песчано-глинистом разрезе. Отрицательными аномалиями на кривой ПС отмечаются чаще всего чистые (неглинистые) карбонатные пласты (известняки, доломиты) как крупно-, среднезернистые, так и мелкозернистые, в том числе малопористые и плотные. Карбонатные пласты (мергели, глинистые известняки, глинистые доломиты и т. д.), содержащие глинистый материал, сосредоточенный в рассеянном виде в порах или по всей толще породы, отмечаются малыми отклонениями кривой ПС от линии глин. Карбонатный разрез по данным ПС в большинстве случаев можно расчленить на глинистые и неглинистые породы. Пористые, проницаемые неглинистые карбонатные породы могут отмечаться на кривой ПС так же, как и малопористые, непроницаемые, не содержащие глинистого материала.

На диаграммах НГК-60 разности карбонатных пород отмечаются высокими показаниями 1 пу, поскольку содержат очень мало водорода (пласты 1, 3, 5, 7). В кавернозных и пористых разностях 1 пу значительно понижается, что позволяет надежно выделять их среди плотных пород. Примером может служить пласт 2, который не выделяется по КС из-за своей нефтенасыщенности. Акустический каротаж хорошо "отбивает" всю карбонатную толщу пониженными значениями интервального времени ($\Delta T = 140 - 250 \frac{мкс}{м}$), выделяя внутри нее все пористые и трещиноватые разности (пласты 2 и 4) повышением АТ, независимо от характера насыщения. По кавернограмметрии плотным известнякам соответствуют зоны, где фактический диаметр скважины равен номинальному. Таким образом, основными при расчленении карбонатного разреза являются методы: КС, НГК и АК; дополнительными: ПС, ГК, КВ.

Микрозонды очень редко, только в случае хорошей пористости пластов, образуют зоны положительных приращений *Δрк*, в остальных случаях их диаграммы не дают полезной информации.

Диаграммы ГК выделяют карбонатную толщу пониженными значениями естественной радиоактивности (3–6 мкР/час), которая несколько повышается с увеличением глинистости (пласт 6).

На рис. 3.8 представлен разрез карбонатной толщи, содержащей плотные и пористые разности известняков с разным характером насыщения, и схематизированные каротажные диаграммы над ними.

Примеры изучения терригенно-карбонатного разреза по комплексу ГИС показаны на рис. 3.10–3.12, и рис. 2–4 приложения А.

Схематические диаграммы радиометрии в осадочных отложениях показаны на рис. 3.9,3.14, диаграммы РК в интервале разреза скважины приведены на рисунке 20 приложения А.

На рис. 3.16–3.17 приведены кроссплоты для определения литологии и коэффициента пористости карбонатных пород по АК, НГК, ГГК-П[25].

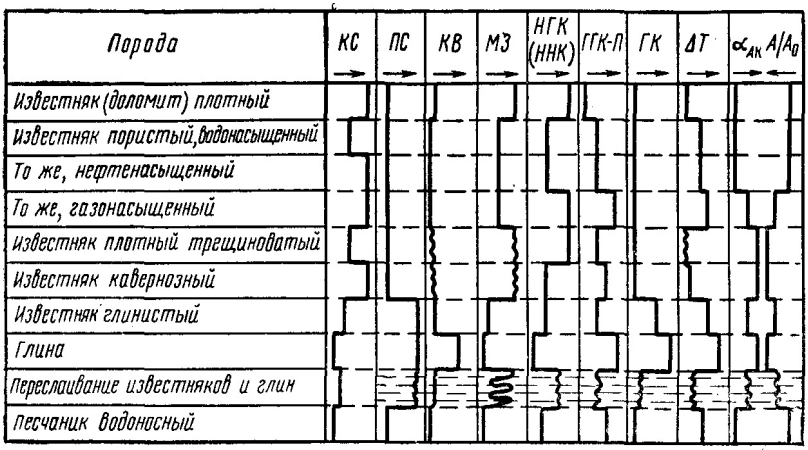


Рис. 3.9. Схематическое изображение комплекса каротажных кривых для осадочных пород

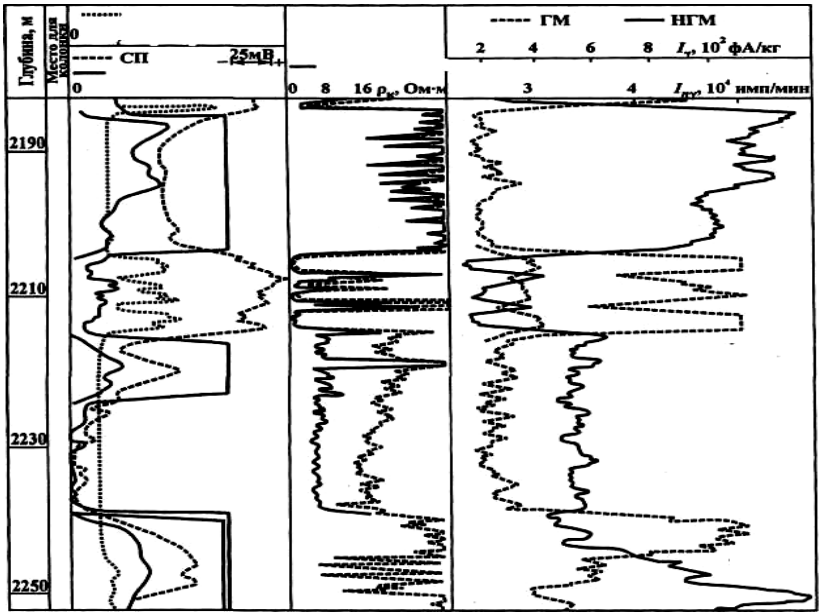


Рис. 3.10. Комплекс диаграмм методов ГИС по участку терригенно-карбонатного разреза: *dc = 0,25 м; $\rho_р$= 1,2 Ом-м*

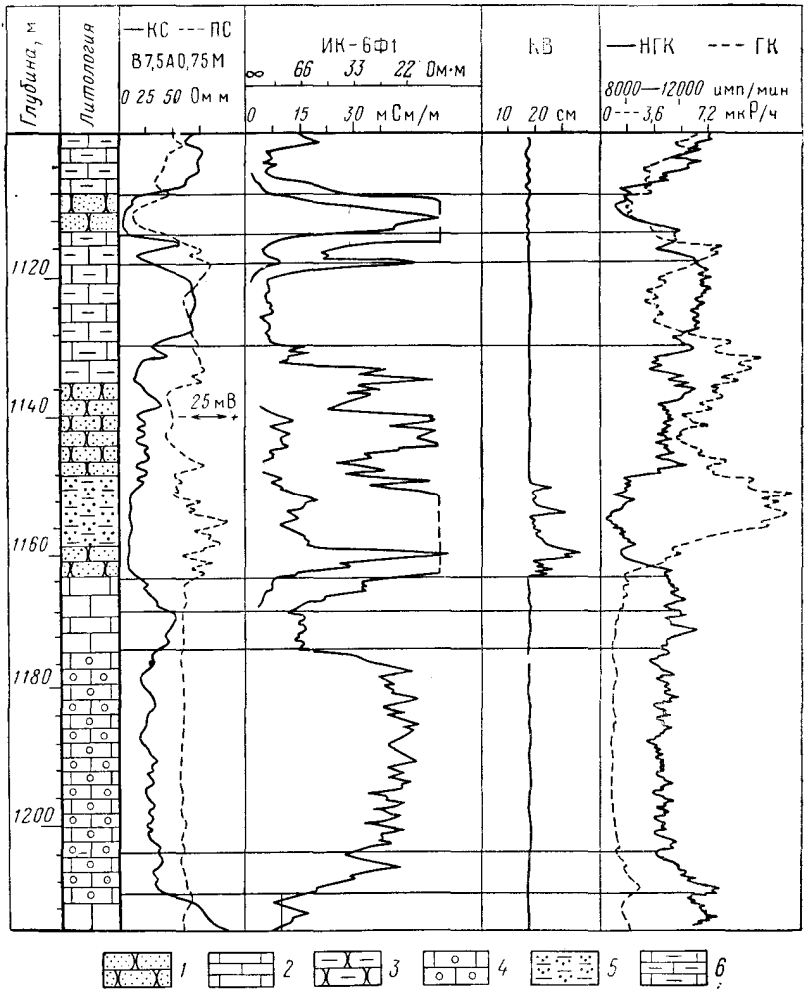


Рис. 3.11. Комплекс геофизических методов по скважине терригенно-карбонатного разреза: *1 – песчаник; 2 – известняк; 3 – песчаник глинистый; 4 – известняк пористый; 5 – глина песчанистая; 6 – глинистый известняк*

Литология		ГК	Плотностной	Нейтронный	Акустический	Сопротивление
Песчаник		**Низкое** (если нет РА минер.)	**2.65-2.68**	**-4**	**165-170**	**Высокое**
Известняк		**Низкое**	**2.71**	**0**	**157**	**Высокое**
Глина		**Высокое**	**2.2-2.7** (содерж. воды)	**Высокое** (содерж. воды)	**170-550** содержание воды)	**Низкое** (содержание воды)
Доломит		**Низкое** (выше если есть U)	**2.87**	**+4**	**144**	**Высокое**
Ангидрит		**Очень низкое**	**2.98**	**-1**	**160**	**Очень высокое**
Соль		**Низкое** (если не К соль)	**2.03**	**-3 (-2)**	**210-220**	**Очень высокое**
Вода		**0**	**1-1.1**	**100**	**580-620**	**0- ∞** (минерализация и температура)
Нефть		**0**	**0.6-1.0**	**70-100** (H_2 индекс)	**650-700**	**Очень высокое**
Газ		**0**	**0.2-0.5**	**10-50** (H_2 индекс)	**~3000**	**Очень высокое**

Рис. 3.12. Основные показания по каротажу

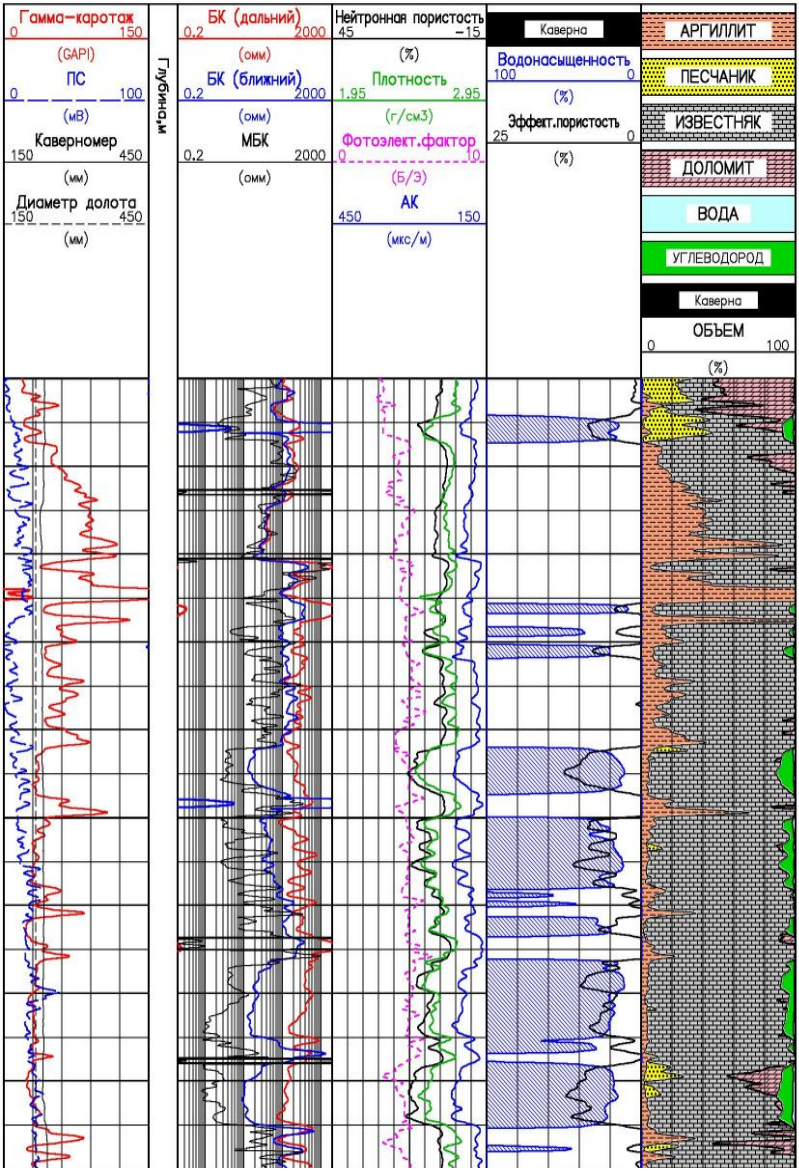


Рис. 3.13. Пример интерпретации ГИС (карбонатный разрез).
Программа «CRAK» (ПС, Каверномер, БК, МБК, ГГК-П, ННК, ФЭК)

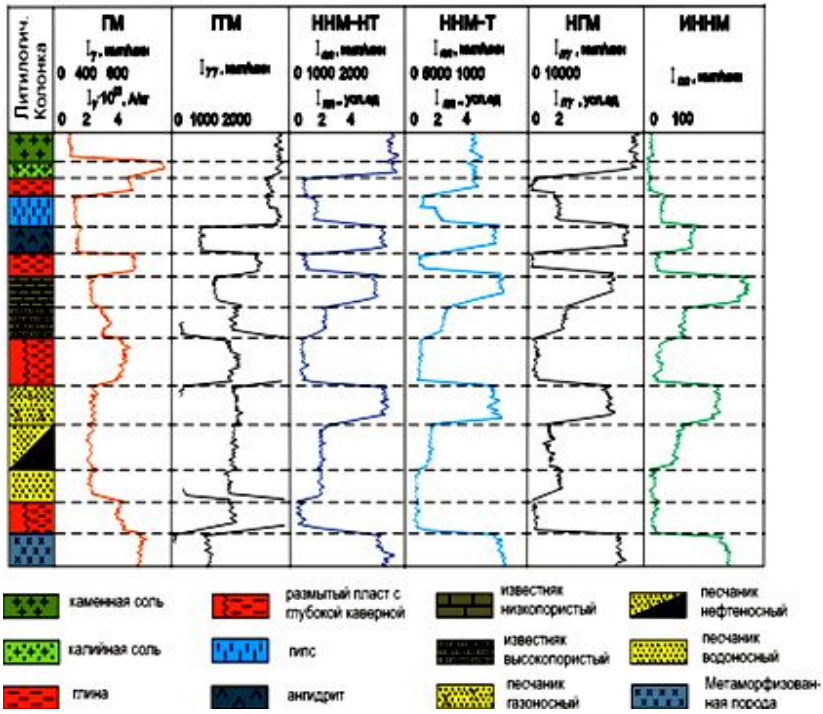


Рис. 3.14. Схематические диаграммы РК в осадочных породах

ПРИМЕРЫ

Решения практических задач

Пример 1. Определения литологического разреза с использованием кроссплотов для определения литологии и коэффициента пористости карбонатных пород.

1. Сначала откладываем $K_п$= 20 % и Δt = 2,2 мкс/см на графике (рис. 3.16).

2. Проводим через отложенную точку отрезок, соединяющий одинаковое значение пористости на графиках для известняка и доломита; $K_п$=18 %.

3. Чтобы рассчитать процентное содержание каждого минерала, мы оцениваем расстояние от отложенной точки до каж-

дого из графиков. Приняв полную длину отрезка за 100 %, мы видим, что точка удалена от графика известняка на 80 %, а от графика доломита – на 20 %. Следовательно, пласт на 20 % состоит из известняка, и на 80 % – из доломита.

Пример 2. Определения литологического разреза с использованием кроссплотов для определения литологии и коэффициента пористости карбонатных пород.

1. Сначала отложите K_n=20 % и ρ_b=2,5 г/см^3 на графике (рис. 3.16).

2. Проведите через эту точку отрезок, соединяющий одинаковое значение пористости на графиках для известняка и доломита; предполагаем, что истинная пористость K_n=18 %.

3. Чтобы рассчитать процентное содержание каждого минерала, оценим расстояние от данной точки до каждого из графиков. Приняв полную длину отрезка за 100 %, видим, что точка удалена от графика известняка на 70 %, а от графика доломита – на 30 %. Следовательно, пласт на 30 % состоит из известняка, и на 70 % – из доломита.

Галогенный разрез – разрез представленный гидрохимическими отложениями, расчленяют в основном по данным ядерных методов – (НК), гамма – каротажа (ГК) и гамма-гамма-каротажа (ГГК) с использованием результатов АК и кавернометрии. В этом разрезе по данным ГИС устанавливается наличие следующих литологических разностей: гипса – по низким показаниям НК (высокое водородосодержание до 60 %), при низкой пористости (менее 1 %) – по данным АК и ГГК; ангидрита – по высоким показаниям НК (низкое водородосодержание <1 %), при низкой пористости – по АК и ГГК; каменной соли – по высоким показаниям НК (низкое водородосодержание <1 %) при увеличении диаметра скважины на кавернограмме и низкой радиоактивности; галийных солей – по высоким показаниям НК (низкое водородосодержание <1 %) и ГК и увеличению диаметра скв. на кавернограмме. Прослои глины и аргиллита в гидрохимических отложениях устанавливают по тем же признакам, что и в терригенном разрезе. Обобщенная схема влияния литологии на показания методов НГК, АК, ГГК-П для различных пород приведена на рис. 25 приложения А.

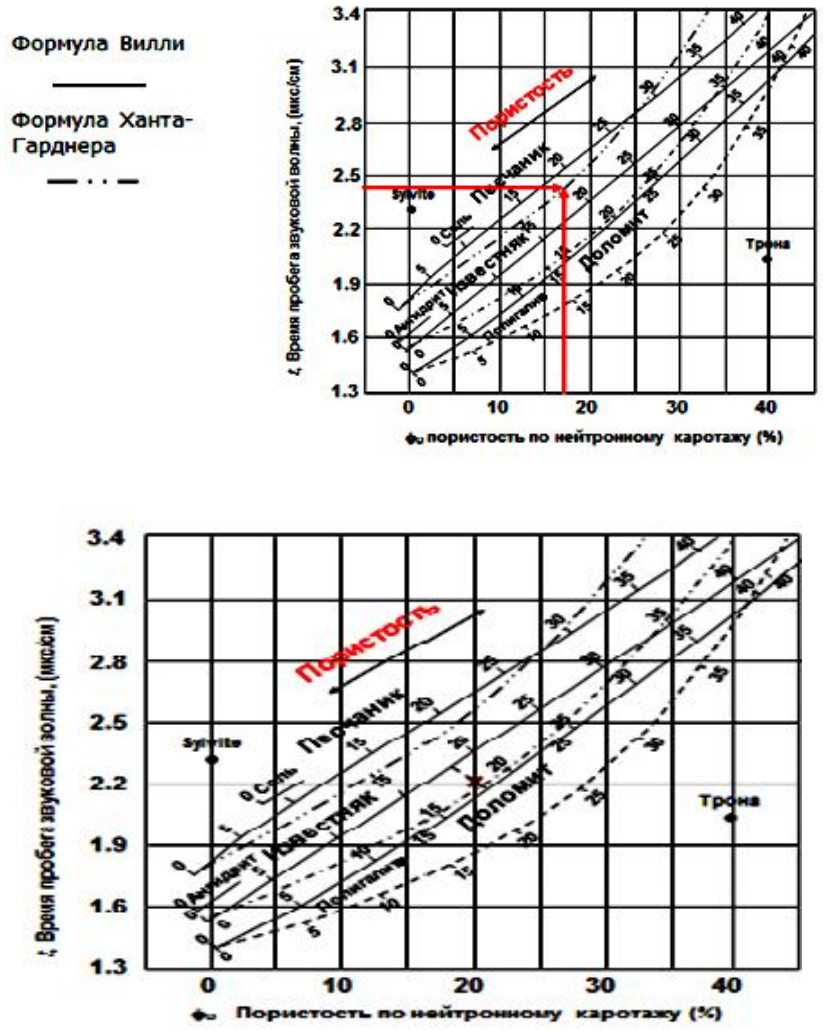


Рис. 3.15. Кроссплоты для определения литологии и $К_п$ по НГК-АК

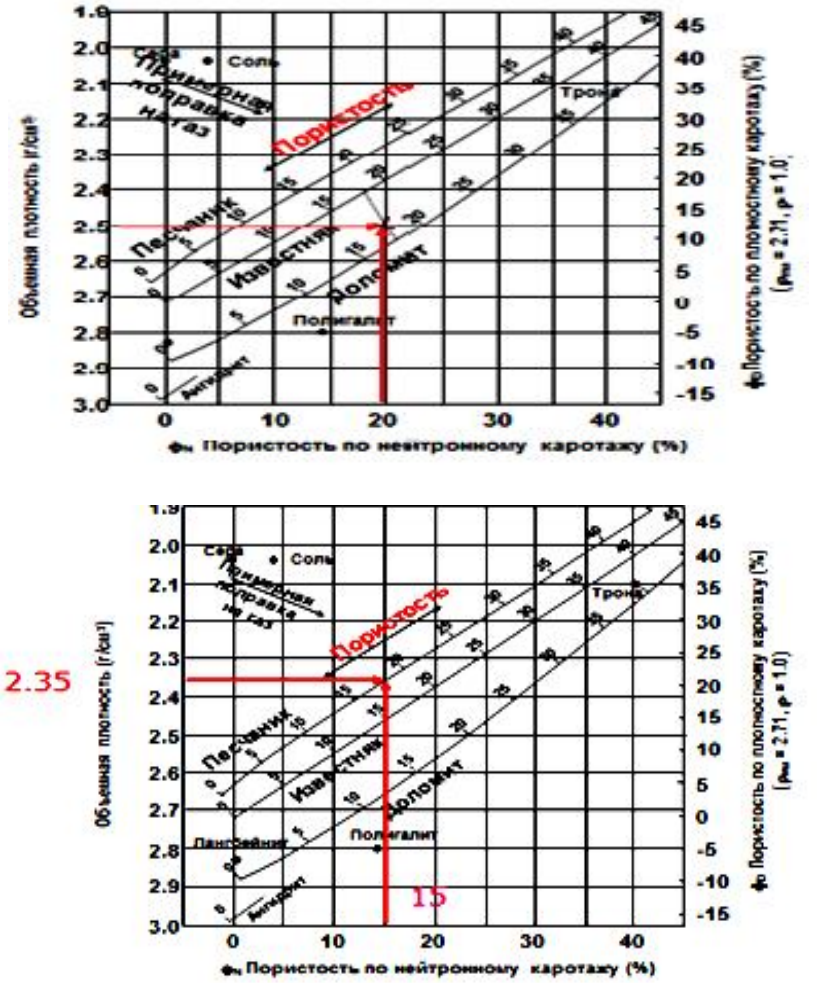


Рис. 3.16. Кроссплоты для определения $К_п$ и литологии по НГК-ГГК-П

ЗАДАЧИ

1. По предложенной преподавателем скважине выделите, и опишите терригенные породы, определите глубины их залегания, снимите геофизические параметры. Результаты сведите в таблицу (приложение А, рис. 1; 2; 4; 6; 8; 11).

2. По предложенной преподавателем скважине выделите и опишите карбонатные породы, определите глубины их залегания, снять геофизические параметры, результаты свести в таблицу (приложение А, рис. 2; 5; 16).

3. Отложения представлены: известняками, глинами, песчаниками, мергелями. Охарактеризуйте эти породы по диаграммам КС, ПС, ГМ, НГМ, ГГК-П, АК.

4**.** В терригенном и карбонатном разрезах выделите плотные породы (рисунки приложения А).

5. Дайте геофизическую характеристику пород, приведенных на рис. 3.10,3.11.

6. Терригенно-карбонатный разрез.Отложения представлены песчаником, известняками, глинами,алевролитами. Коллекторами являются песчаники. Заполните таблицу, используя значения «высокие», «низкие», «средние», результаты интерпретации сведите в таблицу.

Таблица.

Результаты интерпретации диаграмм ГИС по скважине.

Порода, интервал залегания от до, м	h,м	КС, Ом*м	МКЗ, Ом*м	ГК, мкР/час	НГК, у.е.	ГГК-П, г/см^3	АК, мкс/м

Контрольные вопросы:

1. Назовите комплекс геофизических признаков, используемых при расчленении терригенных разрезов.

2. Назовите комплекс геофизических признаков, используемых при расчленении карбонатных разрезов.

3. Какими признаками на диаграммах геофизических методов характеризуются гидрохимические породы? Дайте геофизическую характеристику плотных пород по комплексу ГИС.

4. Какими показаниями характеризуются глинистые пласты на диаграммах РК, КС, КВ?

5. Какие горные породы отмечаются низкими показаниями на диаграммах ГГК-П?

6. Изложите способы определения глубины залегания, границ и толщин пластов по диаграммам ПЗ, ГЗ, БК, ИК.

7. Изложите способы определения глубины залегания, границ и толщин пластов по диаграммам РК.

8. Изложите способы определения глубины залегания, границ и толщин пластов по диаграммам АК.

9. Какими показаниями характеризуются плотные пласты на диаграммах нейтронных методов?

11. Какими показаниями характеризуются плотные пласты и продуктивные пласты на диаграммах КС?

3.3. Выделение нефтеносных и газоносных коллекторов

Коллекторами называются породы, способные содержать в себе жидкость или газ и отдавать их. Основные коллекторские свойства – пористость и проницаемость. Пористость характеризует способность пород содержать жидкость или газ в несвязанном состоянии. Определяется коэффициентом пористости *Кп*, %. Проницаемость – это способность породы пропускать через себя жидкость или газ под действием перепада давления. Коэффициент проницаемости *Кпр* измеряется в дарси (внесистемная единица) или в единицах площади (система СИ), 1мД≈1 мкм^2. Проницаемость коллекторов сильно зависит от глинистости *Сгл* (чем больше *Сгл*, тем меньше *Кпр*)[14,17,].

По литологическому составу коллекторы подразделяются на четыре группы:

1) песчано-алевролитовые (пески, песчаники, алевролиты);

2) карбонатные (известняки, доломиты);

3) глинистые (трещиноватые);

4) кристаллические и метаморфические (трещиноватые).

Наиболее распространены коллекторы первых двух групп. С песчано-алевролитовыми коллекторами мелового возраста связаны известные месторождения в Западной Сибири и Казахстане, юрского и мелового возраста Туранской плиты (Газлинское, Жетыбайское, Узеньское, Шатлыкское и др.). С песчано-алевролитовыми и карбонатными коллекторами девонского, каменноугольного и пермского возраста связаны месторождения нефти и газа в Урало-Поволжье, Казахстане.

Методика выделения коллекторов в разрезе зависит от их типа, выделяют следующие виды коллекторов[21]:

- межзерновые (поровые или гранулярные) коллектора. Они преобладают в песчано-глинистых разрезах, но встречаются и среди карбонатных пород. Для них характерны высокие значения пористости (*Кп* от 7–10 до 30–40 %) и средние значения проницаемости *Кпр* от единицы до сотен мД;

- трещинные, трещинно-кавернозные и трещинно-карстовые коллектора встречаются обычно среди карбонатных пород. Они характеризуются невысокими значениями пористости (*Кп*≥2 %), но имеют высокую проницаемость. Жидкость или газ содержатся в их трещинах и других пустотах.

Хорошими коллекторами считаются песчаники и алевролиты, имеющие пористость 15–26 % и проницаемость 0,1–0,5 мкм^2. Для коллекторов с пониженными и низкими свойствами (IV и V классы) значения пористости находятся в пределах 0,5–20,5 % и проницаемости – 0,1–0,01 мкм^2 и 0,01–0,001 мкм^2. Породы, имеющие проницаемость ниже 0,001 мкм^2 (< 1 мД), не имеют промышленного значения (VI класс).

Для карбонатных коллекторов также разработаны классификации. В зависимости от структуры и генезиса пустот и факторов, влияющих на емкость и фильтрационные свойства пород, коллекторы делятся на три большие группы: межзерновые, межагрегатные и смешанные (рис. 3.17)[5].



Рис. 3.17. Виды коллекторов

Межзерновые коллекторы в терригенном и карбонатном разрезах выделяют по их качественным и количественным признакам. Внутри группы межзерновых коллекторов выделение типов произведено по составу вещества, заполняющего межзерновые пространства и степени заполнения. Группа межагрегатных коллекторов подразделена на две подгруппы: порово-каверновые и трещинные коллекторы.

К сложным коллекторам относят породы –коллекторы со сложным минеральным составом скелета,сложной структурой порового пространства,а также с высоким содержанием глинистого материала (рис. 3.19)[18].

Не коллекторы, т. е. непроницаемые породы ("покрышки") – это глины и аргиллиты, плотные известняки и доломиты, гипс и ангидрит.

Наиболее типичными среди сложных коллекторов являются:

- карбонатные трещинные, трещинно-кавернозные, трещинно-кавернозно-межзерновые, а также метаморфизованные терригенные-трещинные и трещинно-межзерновые;

-терригенные межзерновые с высоким содержанием рассеянного глинистого материала в виде прослоев и включений.

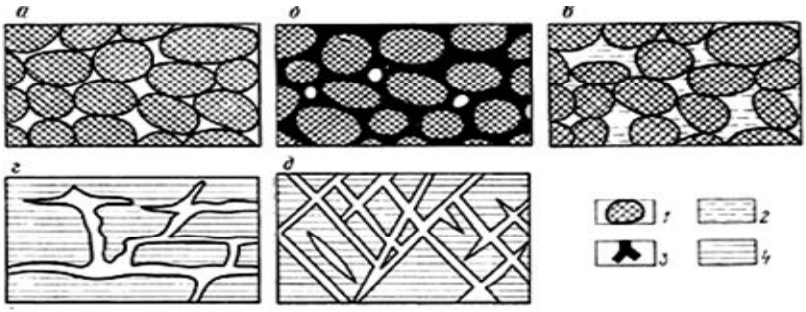


Рис. 3.18. Породы с различными типами пористости: *а – с хорошо отсортированными зернами; б – с хорошо отсортированными зернами и цементирующим веществом в промежутках между ними; в – глинистый песчаник с рассеяным глинистым материалом; пористость:г – трещинно-каверновая; д – трещинная; 1 – зерна, 2 – глинистые частицы, 3 – цементирующий материал, 4 – блоковая цасть породы*

Выделение коллекторов в разрезах скважин проводят в два этапа. На первом этапе выделяют коллекторы, на втором оценивают характер их насыщения. Способы выделения коллекторов зависят от их типа, свойств промывочной жидкости, условий проведения геофизических исследований.

Основой выделения коллекторов в разрезах скважин является проникновение в них бурового раствора. Этот факт может быть установлен, например, по изменению показаний на диаграммах КС, записанных в разное время. Изменение КС может быть связано с изменением глубины проникновения фильтрата бурового раствора в пласт или с дополнительным проникновением в него бурового раствора другой минерализации[25].

Межзерновые коллекторы терригенных отложений имеют обычно высокую пористость ($Кп$>15 %) и при условии $Со<Св$

характеризуются следующими признаками: $\Delta\rho к>0$ на диаграммах микрозондов и отрицательной аномалией ПС. Межзерновые коллектора карбонатных отложений отличаются меньшей пористостью ($Кп$=10–20 %), но и меньшей глинистостью, чем терригенные.

При их выделении поступают так: отмечают в разрезе глинистые породы (глины, аргиллиты, глинистые известняки) по положительным значениям ПС, повышенным значениям ГК и АК, пониженным КС. Оставшиеся неглинистые породы разделяют на пористые (возможные коллекторы) и малопористые по данным МЗ, НГК и АК.

Трещинные коллекторы всех разновидностей не имеют четких особенностей на каротажных диаграммах. Это связано с тем, что пористость их мала и поэтому на диаграммах ГИС они проявляют себя как плотные породы. Для их установления в разрезе необходим количественный анализ всех данных.

При бурении скважин давление столба промывочной жидкости на пласт, как правило, превышает пластовое. Поэтому при вскрытии проницаемых интервалов под действием гидродинамического давления фильтрат промывочной жидкости проникает в поры пласта. Проникновение раствора в пласт является прямым признаком коллектора. Проникновение фильтрата промывочной жидкости изменяет физические свойства прискважинной зоны пласта. Наличие зоны проникновения является достаточным признаком коллектора. По материалам геофизических исследований коллектор по этому признаку определяется следующими способами: наблюдением за формированием глинистой корки на стенке скважины в процессе бурения; регистрацией изменения физических свойств пласта в радиальном направлении от стенок скважины; изучением характера изменения физических свойств в прискважинной зоне пласта во времени.

В настоящем пособии рассматриваются только отдельные, получившие наибольшее распространение методы выделения коллекторов, основанные на качественной интерпретации получаемых материалов.

Качественные признаки межзернового коллектора связаны с проникновением фильтрата промывочной жидкости в породу,

которое приводит к образованию глинистой корки на границе скважина-пласт и формированию зоны проникновения фильтрата (рис. 3.19).

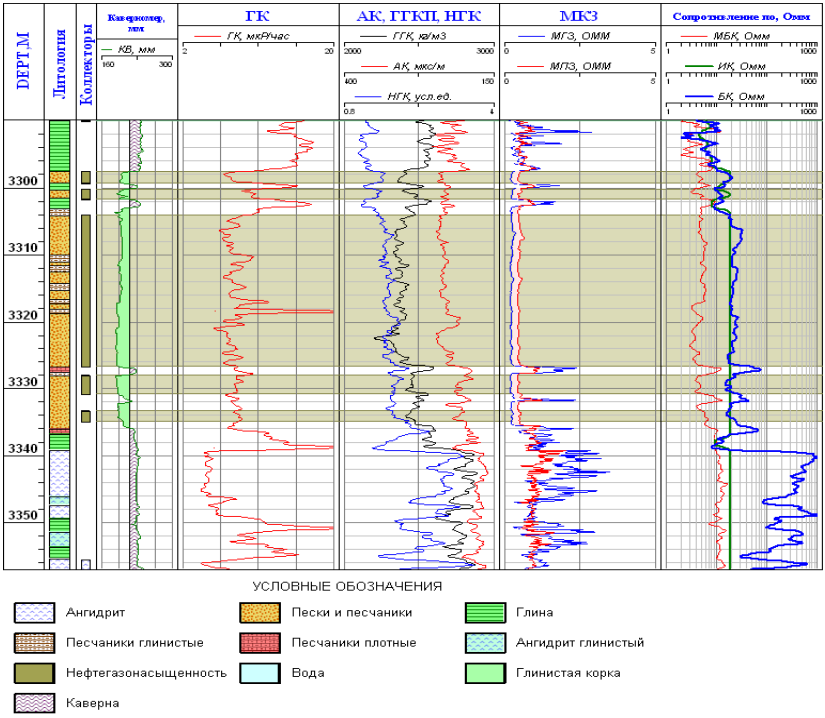


Рис. 3.19. Пример комплексной интерпретации диаграмм ГИС

Основными качественными признаками коллекторов в терригенном разрезе при бурении на пресной или слабоминерализованной промывочной жидкости (ρc>0.2 Омм) (приложение А, табл. 4, рис. 1, 2, 4, 6, 8,11) являются[18]:

- сужение диаметра скважины за счет образования глинистой корки ($dc < dн$);

- наличие зоны проникновения в пласте для разноглубинных зондов (кривые БК, МБК, 6 зондов ИК).

В ближней зоне работают БК, МБК и малые зонды ИК (1,2), в дальней зоне – средние и глубокие зонды ИК (3, 4, 5). При повышающем проникновении $\rho_{КМБК} > \rho_{КБК} > \rho_{КИК}$ (в основном повышающее проникновение наблюдается в водонасыщенных пластах, когда сопротивление бурового раствора больше сопротивления пласта насыщенного минерализованной водой (рис. 3.20).

В пластах, на рис. 3.21 наблюдается незначительное понижающее проникновение на нефтенасыщенных пластах $\rho_{К\ МБК} < \rho_{КБК}$ *и* $\rho_{КМБК} < \rho_{КИК}$. Также понижающее проникновение наблюдается в пластах насыщенных пресной водой, когда сопротивление бурового раствора меньше сопротивления пласта насыщенного слабоминерализованной или пресной водой[18,25]:

- положительные приращения на кривых микрозондов $\Delta\rho_К$;
- низкие показания на кривой ГК по сравнению с уровнем вмещающих пород, глин;
- отрицательная аномалия на кривой ПС по сравнению с уровнем вмещающих пород, глин.

Выделение коллекторов по формированию глинистой корки. При бурении скважин на глинистом растворе против проницаемых пластов на стенке скважины образуется глинистая корка. Выделить эту корку можно по изменению диаметра скважины и сопротивлению. Изменения диаметра скважины фиксируются по диаграммам, записанным каверномером, микрокаверномером. Сопротивление глинистой корки регистрируется микрозондами.

В микрозондах изоляционный башмак с электродами прижимается к стенке скважины, поэтому интерпретация диаграмм, записанных микрозондами, должна проводиться совместно с кавернограммой. Против участков с увеличенным диаметром скважины электродный башмак не достигает стенок, в результате градиент и потенциал-микрозонды регистрируют сопротивление промывочной жидкости $\rho_{к\ гмз} = \rho_{к\ пмз} = \rho_с$. Градиент – микрозонд А0.025М0.025N размером 3,75 см имеет ограниченный радиус исследования и отражает сопротивление участка пласта, непосредственно прилегающего к электродам. Против пласта-коллектора – это, в основном, глинистая корка, сопротивление которой в 1,5–2 раза превышает сопротивление промывочной жидкости, поэтому $\rho_{кмгз} = \rho_{гк} = (1{,}5–2)\,\rho_с$.[18,25].

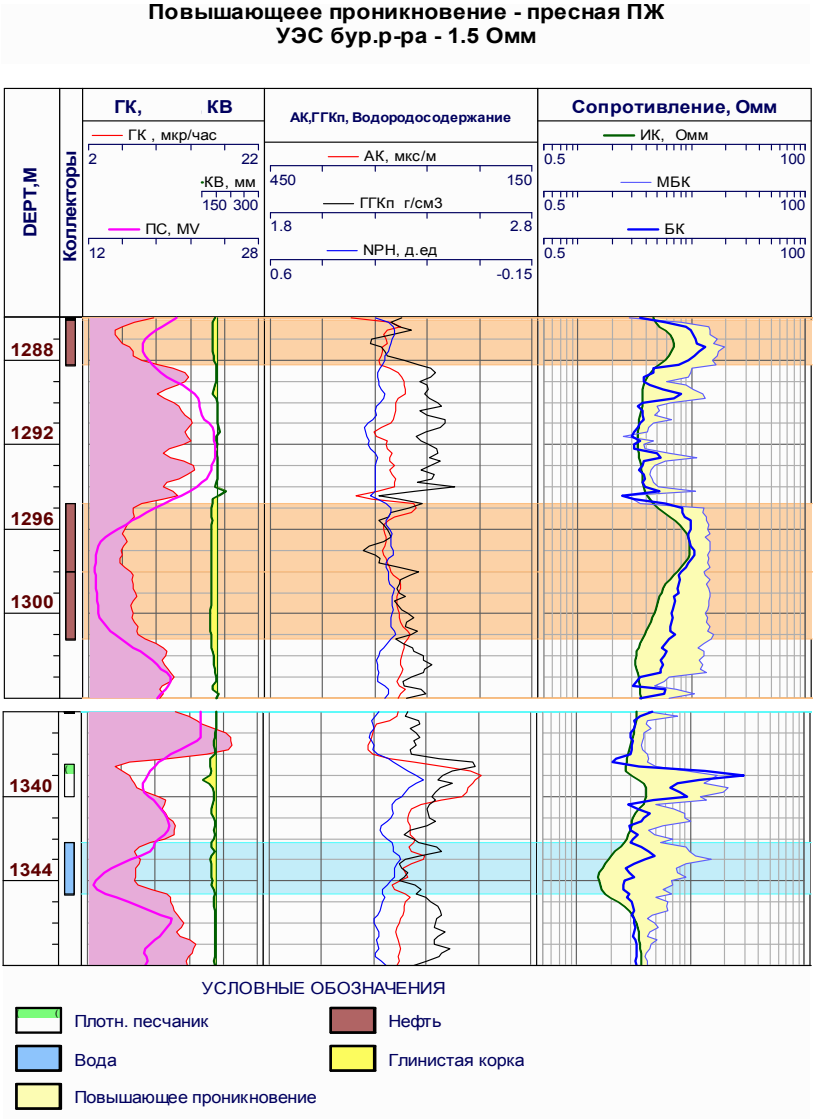


Рис. 3.20. Пример повышающего проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемые пласты.

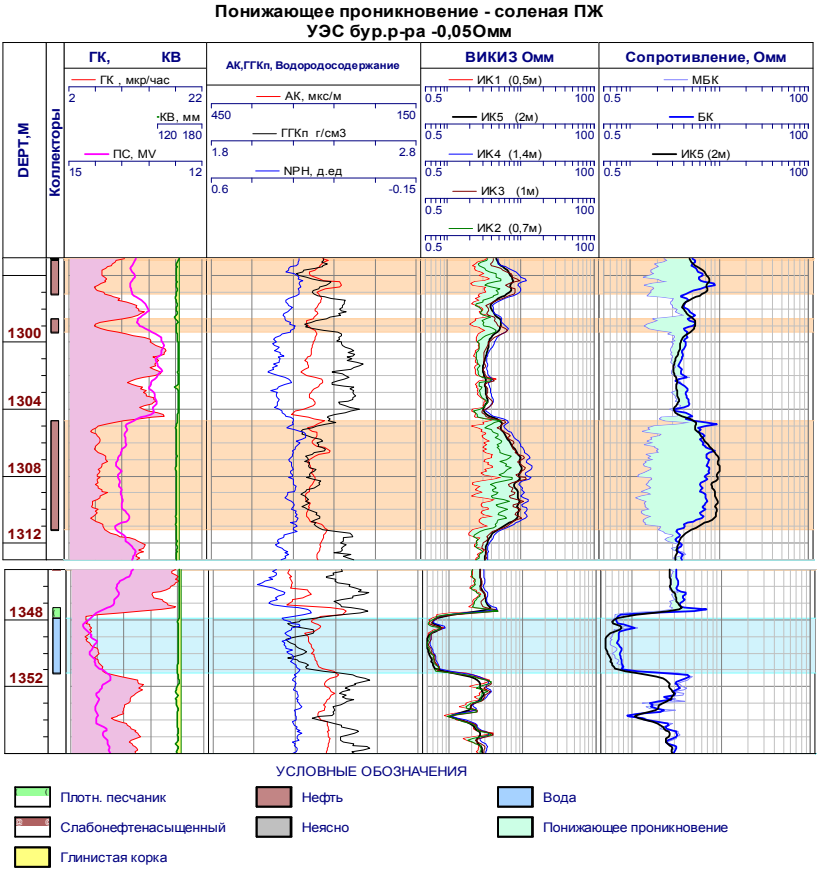


Рис. 3.21. Пример понижающего проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемые пласты, p_c=1,5 Омм

Потенциал-микрозонд А0,05М имеет больший радиус исследования, и на его показания, помимо глинистой корки, может оказать влияние участок пласта, поры которого заполнены фильтратом промывочной жидкости, поэтому $\rho_{к\,пмз} > \rho_{к\,гмз}$ (рис. 3.19).

Перечисленные признаки надежны, если скважины бурятся на пресных буровых растворах (больше 0,5 Омм) и низкой водоотдачей (не более 5–6 см^3/30 мин) и минимальных репрессиях

на пласт. Как правило, при оптимальной водоотдаче толщина глинистой корки не должна превышать 1–2 см. При бурении на технической воде глинистая корка отсутствует. При бурении на минерализованном растворе (p_c<0,2 Омм) положительное приращение на микрозондах отсутствует из-за близости значений УЭС глинистой корки ($p_{гк}$) и промытой части пласта ($p_{пп}$) (рис. 3.25).

Радиальный градиент сопротивления связан с наличием в коллекторе зоны проникновения, удельное электрическое сопротивление которой отличается от сопротивления неизмененной части пласта. УЭС коллектора изменяется от удельного электрического сопротивления промытой части пласта ($p_{пп}$) до величины ($p_п$), при повышающем проникновении $p_{пп}>p_п$ при понижающем $p_{пп}<p_п$.[17].

Одним из основных методов обнаружения пластов коллекторов является боковое каротажное зондирование (БКЗ, БЭЗ). Сущность БКЗ заключается в измерении $p_к$ на исследуемом интервале скважины градиент или потенциал- зондами различной длины, следовательно, и с различным радиусом исследования. Наиболее часто в глубоких скважинах используют следующие градиент-зонды: подошвенные – АО, 4М0, 1N, А1М0, 1N, А2М0, 5N; А4М0, 5N, А8М1N; кровельные – N0, 1М0, 4А; N0, 1М1А; N0, 5М2А; N0, 5М4А; N1М8А.

Электрическое удельное сопротивление методикой бокового электрического (каротажного) зондирования (БЭЗ) определяют по данным анализа характера изменения кажущегося сопротивления с увеличением размеров зондов[26].

По кривым $\rho_к$ зарегистрированным зондами различных размеров, на специальных бланках в двойном логарифмическом масштабе для каждой из изучаемых пород строят фактические или интерпретируемые (в дальнейшем) кривые бокового злектрического зондирования $\rho_к = f(L)$. Эти кривые графически сопоставляют с теоретическими (или экспериментальными) кривыми $\rho к/\rho р = f(L/d_c)$ и $\rho_к/\rho_р = f(L/h)$, построенными для постоянных значений отношений $\rho_п/\rho_р$, $\rho_{зп}/\rho_р$, L/d_c, D/d_c [27-29].

В настоящее время имеется более 3000 теоретических и экспериментальных кривых зондирования, сгруппированных в альбомы палеток: БКЗ (палетки бокового каротажного зондирования для пластов неограниченной мощности); ПКМ—МНИ (палетки для пластов конечной мощности); ЭКЗ (палетки экстремальных кривых зондирования); ЭКЗТ (палетки трехслойных экстремальных кривых зондирования); ЭКЗ-ПЗ (палетки экстремальных кривых зондирования для переходной зоны). Сопоставляя интерпретируемую и теоретическую кривые зондирования, можно по параметрам $\rho_п/\rho_р$, $\rho_{зп}/\rho_р$, $D/d_с$ и $h/d_с$ теоретической кривой, с которой совместилась интерпретируемая кривая, определить для последней удельные сопротивления $\rho_п$ и $\rho_{зп}$, приближенно диаметр $D_{зп}$, а также $d_с$ и $\rho_р$ в тех случаях, когда отсутствуют данные их непосредственного измерения. На практике чаще всего используют кривые БКЗ двух основных типов – двухслойные и трехслойные (рис. 3.22).

С увеличением длины зонда кажущееся удельное сопротивление пласта при повышающем проникновении постепенно снижается. При понижающем проникновении имеет место постепенное повышение кажущихся удельных сопротивлений с увеличением длины зонда (рис. 3.22)[6,18].

Выделение коллекторов по количественным критериям. Одним из основных параметров, характеризующих коллекторские свойства горных пород, является пористость. Пласты с повышенными значениями открытой пористости обычно считаются коллекторами. На основании лабораторных исследований устанавливают нижний предел пористости для изучаемого района, при котором получают промышленный приток пластового флюида. Это значение принимается как критическое, выше которого отложения относятся к коллекторам, а ниже – к непроницаемым разностям. В зависимости от геологического строения критические значения пористости принимаются для песчаников порядка 8,0–10 %, для карбонатных отложений – от 5,5 до 10 %.[10,18,28].

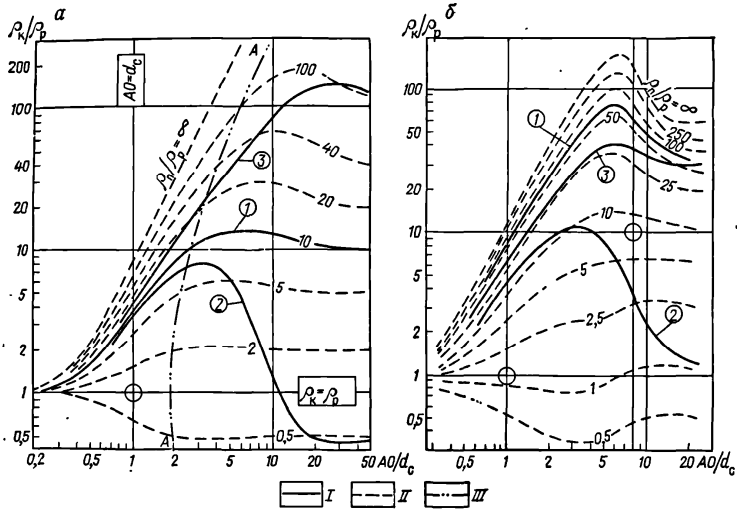


Рис. 3.22. Типы кривых бокового электрического зондирования

$a-h=\infty$; $б-h=8d_c$, $\rho_{вм}=10\rho_р$; цифры в кружках: *1* – двухслойные кривые; *2* – $\rho_р<\rho_{зп}>\rho_п$; *3* – $\rho_р<\rho_{зп}<\rho_п$; *I* – типичные кривые зондирования; *II* – двухслойные палеточные кривые; *III* – геометрическое место точек на палетке, где $\rho_к/\rho_р=\rho_п/\rho_р$

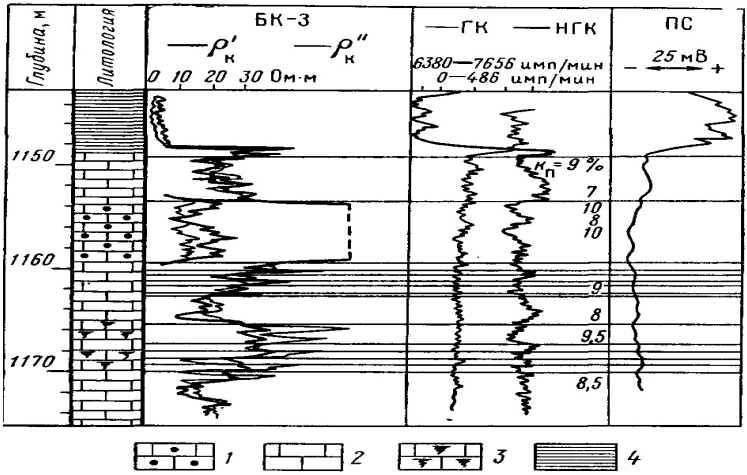


Рис. 3.23. Выделение проницаемых пород в карбонатном разрезе по данным временных замеров зондом БК-3: *1 – карбонатная порода нефтенасыщенная проницаемая; 2 – карбонатная порода слабопроницаемая, 3 – карбонатная порода водонасыщенная; 4 – глина.*

Для выделения в разрезе скважин пластов повышенной пористости могут быть использованы диаграммы электрических, нейтронных и акустических методов**.** В карбонатном разрезе водонасыщенные пласты повышенной пористости на кривых сопротивлений, зарегистрированных установками с большим радиусом исследования (экранированные, индукционные, большие градиент- и потенциал-зонды), выделяются пониженными сопротивлениями по сравнению с более плотными вмещающими породами. При бурении на соленых растворах пористые пласты независимо от характера насыщенности выделяются пониженными сопротивлениями на диаграммах, полученных установками с малым радиусом исследования (микроэкранированные, малые градиент-зонды).

Показания нейтронных методов зависят от водородосодержания среды. Поэтому участки повышенной пористости, насыщенные жидким флюидом (пластовой водой, фильтратом промывочной жидкости или нефтью), выделяются пониженными значениями. При этом следует учесть, что самые низкие показания наблюдаются против интервалов с увеличенным диаметром скважины (в глинах), а наиболее высокие показания соответствуют плотным, низкопористым отложениям[22,26].

Скорость распространения упругой волны определяется плотностью отложений. В низкопористых плотных известняках, где скорость распространения упругой волны наибольшая, регистрируемое интервальное время прохождения волны ΔT=150–155 мкс/м, в плотных доломитах 140–145 мкс/м, с увеличением пористости ΔT возрастает. Геофизическая характеристика пластов коллекторов по диаграммам ГИС приведена на рис. 3.24–3.25 [18].

Основные признаки коллекторов трещинного и трещинно-кавернозного типа по данным стандартного комплекса ГИС [16,18,25]:

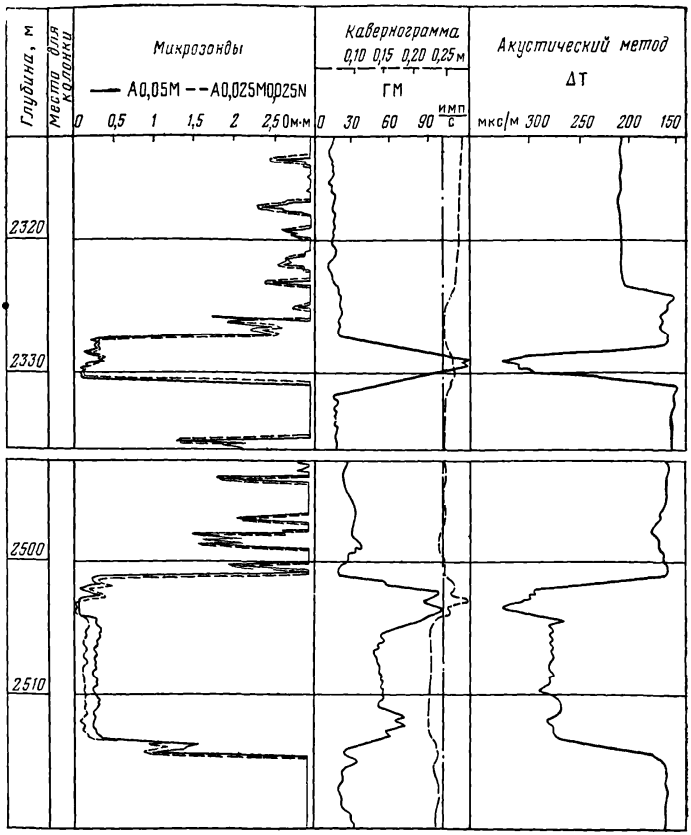


Рис. 3.24. Комплекс геофизических методов по скважине

- при низких показаниях на диаграммах ГК и ПС возможно незначительное и непостоянное увеличение по разрезу диаметра скважины по сравнению с номинальным, которое имеет тенденцию роста во времени на диаграммах повторных замеров каверномером и профилемером;

- резкое снижение $p_к$ на участках развития трещиноватых или трещинно-кавернозных пород при вскрытии разреза на минерализованном растворе, либо при замене на этот раствор пресного, на котором первоначально пробурена скважина;

- интенсивное поглощение промывочной жидкости, отмечаемое на диаграмме фильтрационного метода, и резкое снижение продолжительности проходки (особенно в трещинно-кавернозных коллекторах) на диаграммах механического каротажа;

- на диаграммах повторных замеров методов глинистости ГК и ПС наблюдается рост отрицательной амплитуды *Unc* за счет увеличения фильтрационной компоненты ПС и показаний ГК, вследствие глинизации породы по трещинам;

- на диаграмме акустического каротажа наблюдается увеличение коэффициента поглощения продольной волны на участках развития пород с трещинной и трещинно-кавернозной пористостью, при хаотическом расположении трещин и пустот выщелачивания.

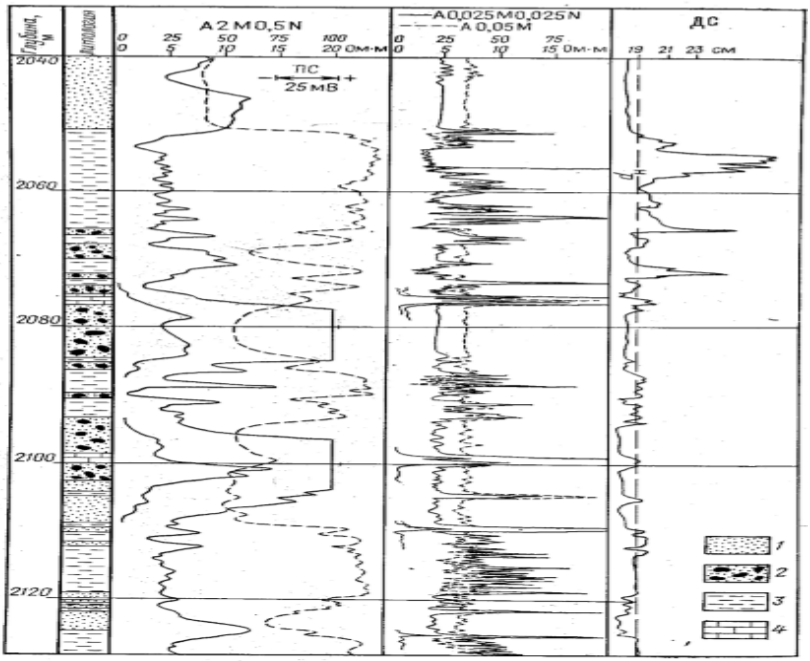


Рис. 3.25. Комплекс диаграмм по скважине
1-песчаник водонасыщенный,2-песчаник нефтенасыщенный, 3-глинистая порода,4-известняк

Для трещинных коллекторов характерны следующие признаки[18]:

- отсутствует радиальный градиент сопротивления по диаграммам микрозондов (МКЗ) и экранированных зондов (МБК, БК);
- на диаграммах методов пористости(НМ,ГГК-П,АК) характерны низкие величины общей пористости(не более 5–10 %);
- на диаграмме ядерно-магнитного метода трещинный коллектор отмечается низким сигналом ИСФ (не выше порогового 1 %), т. к. коэффициент трещиноватости обычно не превышает 0,5–1,0 %.

Пример выделения трещинного коллектора показан на рис. 10 приложения А.

Признаки отличия трещинно-кавернозного коллектора от трещинного:

- коэффициент общей пористости породы по данным радиоактивных методов может достигать десятков процентов в случае интенсивного карстообразования;
- закономерное расхождение величин пористости $К_{п\ общ}$,установленных по данным ядерных методов (НМ,ГГК-П) и значений межзерновой пористости матрицы $К_{п\ мз}$, определенных по диаграммам КС, АК или преставительному керну;
- различие $К_{п\ АК}$ и $К_{п\ общ}$ тем больше,чем больше пористость, размеры пустот выщелачивания и удаленность их друг от друга. В идеальном случае $К_{пАК}$ совпадает с $К_{п\ мз}$;
- при бурении скважины на пресном глинистом растворе УЭС коллектора близко к сопротивлению матрицы,поэтому в данном случае $К_{п\ мз}$ можно определить по методу сопротивлений;
- эффективен способ исследования по схеме ГИС-воздействие-ГИС (здесь наиболее широко прменяются следующие ГИС-давление – ГИС, ГИС-испытание – ГИС, ГИС-активация ПЖ-ГИС).

В первых двух методах вызывают изменение показаний физических методов, в первую очередь электрических, за счет искусственного формирования или расформирования зоны проникновения. В способе ГИС-давление-ГИС в качестве геофизического метода используют экранированные зонды, реже индукционный. В этом способе создается дополнительная репрессия на породы в интервале исследования, усиливающая

формирование зоны проникновения, во втором – с помощью испытателя на трубах в интервале испытания создается депрессия, вызывающая расформирование зоны и приток пластового флюида в скважины.

В способе ГИС-активация, ПЖ-ГИС, повторное геофизическое исследование выполняется после проработки и промывки ствола скважины в интервале исследования промывочной жидкостью со свойствами,отличными от свойств ПЖ, на которой бурилась скважина перед первым исследованием. Наиболее распространены следующие модификации схемы ГИС-активация ПЖ-ГИС[18]:

а) изменение минерализации ПЖ и фиксирование зон,поглотивших минерализованную воду путем повторных измерений методом сопротивлений(способ двух растворов) или импульсным нейтронным методом;

б) смена первоначальной ПЖ на жидкость, содержащую нейтронно-активные элементы(хлор,бор,кадмий) или радиоактивные (например радон) элементы,и выделение трещинных и трещинно-кавернозных участков по изменениям показаний нейтронного или гамма метода.

Трещинно-кавернозно-межзерновой коллектор. Такой коллектор в отличие от трещинно-кавернозного,имеет проницаемую матрицу, содержащую систему эффективных пор. В зависимости от соотношения межзерновых пор $к_{пмз,}$трещинной $к_{птр}$ и $к_{пкав}$ пористости в этом типе коллектора будут преобладать признаки межзернового или трещинно-кавернозного типа. Поэтому здесь используют те приемы выделения коллекторов,разделения их на продуктивные и водоносные,определения положения контактов и эффективных толщин,которые наилучшим образом соответствуют изучаемому объекту.

Выделение коллекторов по результатам временных замеров электрометрии. В процессе бурения гидродинамическая связь в системе скважина-пласт сохраняется. Изменение давления столба промывочной жидкости на пласт приводит к задавливанию новой порции фильтрата раствора или движению пластового флюида из пласта в скважину. Одновременно с этим происходит выравнивание концентрации контактирующих рас-

творов за счет процессов диффузии ионов. В результате параметры зоны проникновения не остаются постоянными[10].

Регистрация изменений, происходящих во времени в прискважинной зоне, является одним из приемов выделения коллектора. Временные замеры электрометрии наиболее технологичны, т. к. проводятся они в процессе бурения скважины и практически не требуют дополнительного времени на проведение исследований. Кроме того, фильтрат промывочной жидкости проникает во все пласты-коллекторы независимо от строения порового пространства и если сопротивление фильтрата раствора отличается от сопротивления пластового флюида, то имеется принципиальная возможность выделить все коллекторы (рис. 3.25).

Для обработки временных замеров в разрезе выделяются опорные пласты, сопротивление которых в процессе бурения скважины не изменяется. Число выделяемых опорных пластов определяется характером вскрываемой толщи. Желательно, чтобы эти пласты имели различное сопротивление.

В скважинах, бурящихся на нефть и газ, нейтронные методы используются для расчленения разреза по водородосодержанию, определения пористости пород и нахождения положения контактов вода-нефть, газ-вода, газ-нефть.

Нейтронный гамма-метод и нейтронный метод по тепловым нейтронам чувствительны к хлоросодержанию, поэтому их используют для разделения коллекторов на водонасыщенные и нефтенасыщенные при высокой минерализации пластовых вод, поскольку хлоросодержание водоносного и нефтеносного коллекторов при одинаковой пористости существенно различается.

При разделении методом НГМ коллекторов на нефтеносные и водоносные используют различие в хлоросодержании нефтеносных и водоносных пластов, а при выявлении газоносных коллекторов – их пониженное водородосодержание по сравнению с нефте- и водонасыщенными коллекторами. Характер насыщения определяют обычно не по стандартным диаграммам НГМ, а путем использования специальной методики исследований, а также по данным комплексной интерпретации диаграмм НГМ и НМ-Т.

При одинаковой пористости и минерализации пластовых вод хлоросодержание нефтеносного коллектора меньше, чем водоносного, поэтому для водоносного коллектора характерны большее макроскопическое сечение захвата и более высокая интенсивность гамма-излучения радиационного захвата. Плотность тепловых нейтронов при переходе от нефтеносной к водоносной части коллектора, напротив, уменьшается. В связи с этим, на диаграммах НГМ и НМ-Т, зарегистрированных в неперфорированной скважине, при расформированной зоне проникновения ВНК, отмечаются уменьшение показаний НГМ и рост показаний НМ-Т при переходе из водоносной в нефтеносную часть коллектора [25].

Выделение газоносных коллекторов по диаграммам НГМ основано на том, что один и тот же коллектор при насыщении его газом имеет более низкое водородосодержание, чем при насыщении водой или нефтью. В связи с этим, на диаграммах НГМ и НМ-Т, зарегистрированных в неперфорированной скважине, при расформированной зоне проникновения ВНК, отмечаются уменьшение показаний НГМ и рост показаний НМ-Т при переходе из водоносной в нефтеносную часть коллектора.

ЗАДАЧИ

1. Предложите комплекс ГИС для выделения глинистых терригенных коллекторов, содержащих плотные прослои или прослои с карбонатным цементом.

2. Разрез представлен терригенными отложениями. По данным (рис. 2, 4–12 приложения А) назовите качественные признаки коллекторов, и выделите коллекторы в предлагаемых разрезах. Определите характер проникновения промывочной жидкости в пласт.

3. Разрез представлен терригенно-карбонатными отложениями. Песчаники нефте- и водонасыщенные, встречаются плотные известковистые прослои. Дайте характеристику коллекторов, плотных непроницаемых прослоев, глинистых прослоев, оцените характер насыщения коллекторов.

4. По предложенной преподавателем скважине выделить и описать терригенные коллекторы, определить глубины их залегания, снять все геофизические параметры. Результаты свести в таблицу.

5. По предложенной преподавателем скважине выделить и описать карбонатные коллекторы (приложение А рис. 2, 9, 16), определить глубины их залегания, снять геофизические параметры. Результаты свести в таблицу.

Порода,интервал залегания от до,м	ДС, см	КС, Ом*м	МКЗ, Ом*м	ГК, мкР/час	НГК, у.е.	ГГК-П, г/см^3	АК, мкс/м

6**.** Разделите коллекторы на поровые и трещинные по диаграммам МКЗ, БК (рис. 9 приложения А).

7. Дайте характеристику трещинных коллекторов по диаграммам БК и МБК (рис. 10 приложения А).

8. Ознакомьтесь с геофизической характеристикой терригенных коллекторов по данным табл. 3 и 4 приложения А.

9. Ознакомьтесь с геофизической характеристикой карбонатных коллекторов по данным табл. 2 и 4 приложения А.

10. Изучите терригенно-карбонатный разрез, представленный на рис. 3.24.

11. Найдите прямые качественные признаки пласта коллектора (рис. 3.24–3.25), ознакомьтесь с методическими подходами и их применением (рис. 3.26).

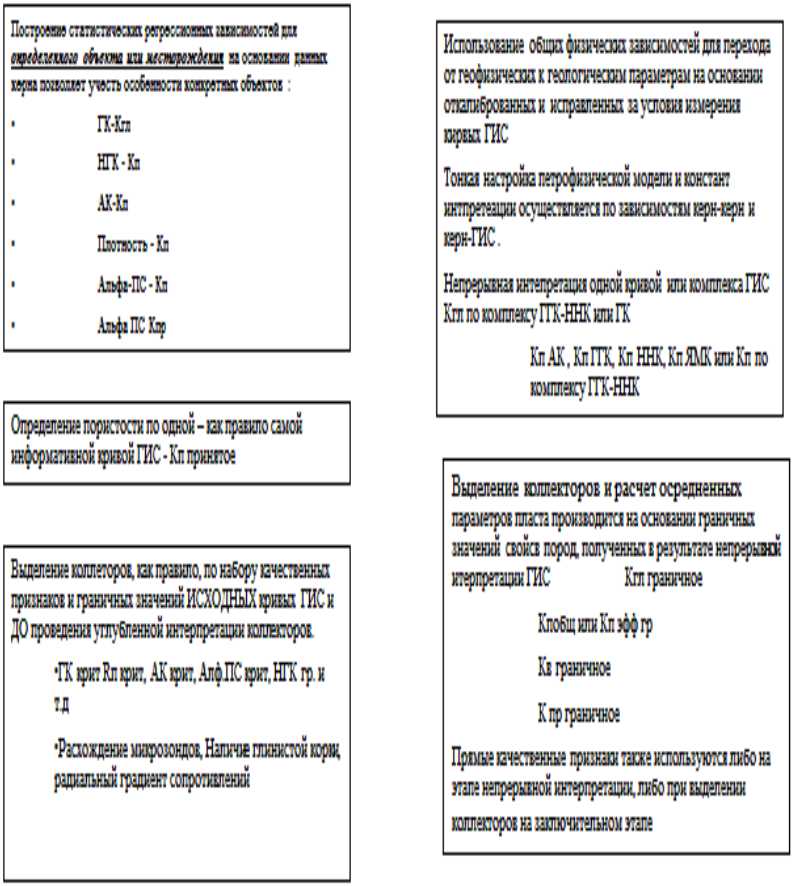


Рис. 3.26. Методические подходы к интерпретации диаграмм ГИС и практическое их применение

Контрольные вопросы

1. Приведите примеры петрофизических моделей простых и сложных коллекторов.

2. Назовите характерные признаки диаграмм ГИС, указывающие на неоднородность порового пространства. Как прогнозировать зоны трещинной и кавернозной пористости?

3. Назовите геофизические методы, используемые при выделении коллекторов.

4. Назовите основные качественные признаки, позволяющие выделять в разрезах скважин коллекторы с межзерновой пористостью.

5. При каких условиях по данным МКЗ можно надежно выделить коллекторы?

6. В каких случаях затруднено или невозможно использование качественных признаков для выделения межзерновых коллекторов?

7. Количественные признаки выделения пластов коллекторов.

8. Основные признаки коллекторов трещинного и трещинно-кавернозного типа по данным стандартного комплекса ГИС.

9. Признаки отличия трещинно-кавернозного коллектора от трещинного.

10. Назовите характерные признаки трещинных коллекторов.

11. Выделение коллекторов по результатам временных замеров электрометрии.

12. Поясните способ выделения коллекторов ГИС-давление-ГИС

13. Дайте определение «пласт коллектор-это…

14. Приведите способы разделения продуктивных коллекторов на газо- и нефтенасыщенные.

15. По диаграммам каких методов ГИС можно оценить характер насыщения коллекторов? Изложите физические основы определения характера насыщения коллекторов по данным ГИС.

3.4. Определения параметров нефтегазовых коллекторов по диаграммам ГИС

Коллекторы от вмещающих пород – не коллекторов отличаются величинами проницаемости, пористости и глинистости. Основная часть месторождений нефти и газа в терригенных разрезах связана с межзерновыми коллекторами. Предпосылкой выделения коллектора геофизическими методами является его отличие от вмещающих пород – неколлекторов по проницаемости, пористости, глинистости.

В настоящее время геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород часто используются при подсчете запасов нефти и газа.

По данным промысловой геофизики могут быть определены следующие параметры:

1) эффективная мощность;

2) положение водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК), газонефтяного (ГНК) и текущих контактов на различных этапах разработки месторождения;

3) коэффициент пористости для большинства продуктивных объектов (за исключением отдельных типов сложных коллекторов);

4) коэффициент нефтегазонасыщения для всех коллекторов, кроме трещинно-кавернозных.

В последние годы промыслово-геофизическую информацию широко используют при проектировании разработки месторождений нефти и газа, при контроле и анализе процесса разработки. Решение этих задач требует знания коэффициента проницаемости коллектора, который в межзерновых терригенных коллекторах во многих случаях определяется геофизическими методами. Важную дополнительную информацию при установлении коллекторских свойств и вероятной продуктивности коллектора дает коэффициент глинистости, также определяемый по данным геофизических исследований скважин.

Объемную модель породы и порового пространства, состоящего из межгранулярных пор, заполненных подвижной водой и углеводородами, а также из объема породы, занятого поверхностно-связанной водой, чаще всего обусловленной наличием глин, можно представить в виде:

$$\sum_{l=1}^{L} V_l + K_п^{общ} = 1;$$

$$K_п^{общ} = K_п^{откр} + K_п^{гл};$$

$$K_п^{откр} = K_п^{подв} + K_п^{неподв};$$

$$K_п^{общ} = K_{пвп} + K_{пг} + K_{пн};$$

$$K_{пвп} = K_{пвп}^{подв} + K_{пвп}^{о}; K_{пг} = K_{пг}^{подв} + K_{пг}^{о}; K_{пн} = K_{пн}^{подв} + K_{пн}^{о}$$

где V_l – объемные содержания компонентов твердой фазы; L – число компонентов, входящих в состав твердой части породы; $K_п^{общ}$ – общая пористость породы, $K_п^{гл}$ – пористость глин, $K_п^{откр}$ – открытая пористость, $K_п^{подв}$ – объем пор, занятый подвижным флюидом – газом ($K_{пг}^{подв}$), нефтью ($K_{пн}^{подв}$) и пластовой ($K_{пвп}^{подв}$), фильтратом промывочной жидкости в различных соотношениях, $K_п^{неподв}$ – объем пор, занятый остаточными пластовой водой ($K_{пвп}^{о}$) и углеводородами ($K_{пг}^{о}$ и $K_{пн}^{о}$).

В соответствии с геолого-техническими условиями измерений для исследуемого объекта создается интерпретационная модель, обеспечивающая связь определяемых по данным ГИС геофизических параметров с параметрами выше описанной физической модели горной породы (единой для всех геофизических методов) посредством универсальных петрофизических уравнений. Физическая модель предусматривает возможный многокомпонентный состав заполнения порового пространства (газ, нефть, вода пластовая и т. д.). На 1-ом этапе проводится количественная оценка вещественного состава твердой составляющей породы, пористости, проницаемости, начальной насыщенности пластов и других параметров.

Процедура формирования интерпретационной модели выглядит как задача переборного типа:

1) определение параметров физической модели;

2) расчет теоретических (имитация) геофизических параметров для методов, участвующих в комплексе, с помощью соответствующих петрофизических уравнений;

3) сопоставление теоретических параметров с фактическими (исправленными за условия измерений в скважине).

При определении вещественного состава и емкостных характеристик коллекторов, наряду с данными, полученными в открытом стволе, активно используются те геофизические параметры ядерно-физических методов (ЯФМ), на которые слабо влияют состав и свойства поровых флюидов.

3.4.1. Определение коэффициента пористости пород по диаграммам ГИС.

Физическая модель горной породы включает формализованные описания:

- твердой фазы,
- насыщающих флюидов,
- структуры порового пространства,
- структуры твердой фазы породы,
- характера взаимодействия между твердой и жидкой фазами.

Каждый компонент характеризуется признаком принадлежности твердой фазе породы (матрице, цементу) или поровому пространству и может содержать примеси различных элементов (бора, железа, урана и тория). Для компонентов твердой фазы пород введено различие по размеру частиц, слагающих компоненту, а именно: компонента может быть псаммитовой, алевритовой или пелитовой. Поровое пространство может быть представлено сочетанием межгранулярных пор, каверн и трещин. К физически связанной воде относят ту часть воды в поровом пространстве породы, которая остается в нем благодаря взаимодействию молекул воды с поверхностью минерального скелета породы.

Пористость является важнейшей емкостной характеристикой пластов-коллекторов и знание ее необходимо для подсчета запасов месторождений нефти и газа. При определении пористости по данным каротажа, необходимо понимание связи между объемом пор и физикой измерительной техники, учитывая при этом то, что пористость основывается на непрямых измерениях.

Общая пористость включает в себя пористость в изолированных порах, адсорбированную воду в зернах или на поверхности частиц, связанную с глинистыми минералами. Общая пористость – сумма первичной (межгранулярной и межкристаллической) и вторичной (каверны, трещины, расщелины) пористости. Она не включает кристаллическую воду, где молекулы воды становятся частью кристаллической структурых[8,14].

Под общей пористостью (Кп) понимается общий объем, занимаемый флюидами, под коэффициентами водо- и нефтегазонасыщенности (*Кв* и *Кнг*) – доля общей пористости, занимаемая со-

ответствующими флюидами в незатронутой проникновением зоне породы, под коэффициентами остаточной водо- и нефтегазонасыщенности (*Кво* и *Кнго*) – доля общей пористости, занимаемая этими флюидами в промытой зоне. То есть предполагается, что промытая зона (в физически неизолированных зонах порового пространства) не содержит подвижных флюидов, кроме фильтрата промывочной жидкости. Эта часть пористости рассчитывается как доля общей пористости, занимаемая подвижными флюидами:

$Кпд=Кп(1-Кво-К_{нго})$ и принимается за динамическую пористость.

Коэффициентом полной (общей) пористости *Кп* вычисляется как отношение суммарного объема всех пор *Vпор* в образце породы к видимому его объему *Vобр*: *Кп =Vпор / Vобр.*

Эффективная пористость – объем пор соединенный каналами и заполненный свободными флюидами, за исключением изолированных пор и объема пор занятых адсорбированной водой. У разработчиков месторождений термин «пористость» обычно означает эффективную пористость. Коэффициент эффективной пористости *Кпэф* определяется суммарным объемом пор, входящих в единую фильтрационную систему, за вычетом объема физически связанной воды, содержащейся в единице объема породы: $Кпэф=К_{по} *(1-Квсв),$

где $К_{по}$ – коэффициент открытой пористости,

Кв.св – коэффициент заполнения объема пор физически связанной водой.

Первичная пористость – пористость, оставшаяся после того как осадочные породы были уплотнены, не принимая во внимание изменения, происшедшие в результате последовательного химического действия или течения воды сквозь осадочные породы.

Вторичная пористость – пористость, образовавшаяся после отложения пород. Представляет собой добавочную пористость, созданную химическими изменениями, растворением, доломитизацией, образованием расщелин и трещин.

Коэффициентом открытой пористости Кпо называется отношение суммарного объема открытых, сообщающихся пор *Vпо* к видимому объему образца: *Кпо =Vпо/Vобр.*

Расчет по материалам комплекса ГИС проводится для двух типов коллекторов: терригенного и карбонатного (трещинно-кавернового) и имеет свои особенности.

В терригенных коллекторах с рассеянной глинистостью *Кпэф* находят по значениям $К_П$, $Кгл$, $К_{Пгл}$**,** вычисленным по одному из методов пористости и глинистости: $Кпэф=(К_П-Кгл*К_{Пгл}) /(1-К_{Пгл})$,

где $К_П$ – коэффициент пористости вычисленный по данным НК-ГГК или АК, либо как среднее по трем методам,

$К_{Пгл}$ – коэффициент пористости агрегатов глинистого цемента, значение которого выбирают в диапазоне от 0,3 до 0,6 в зависимости от возраста отложений, глубины залегания и состава глинистого материала, $Кгл$ – коэффициент объемной глинистости.

Для трещинно-кавернового коллектора при отсутствии закрытых пор и участии всех каверн и трещин в единой фильтрационной системе значение *Кпэф* рассчитывают по формуле:

$$Кпэф=К_{Пвт}=(К_П-К_{Пмз}) /(1-К_{Пмз}),$$

где $К_П$ – коэффициент общей пористости, определяемый по НК, ГГК-П или их комплексу, $К_{Пмз}$ – коэффициент межзерновой пористости блоков, определяемый по АК, $К_{Пвт}$ – коэффициент вторичной пористости.

Определение коэффициента пористости по данным электрометрии. Этот способ применяют для определения *Кп* межзерновых коллекторов терригенных и карбонатных отложений. Способ основан на зависимости между коэффициентом пористости и параметром пористости *Рп* (или относительным сопротивлением породы).

Параметр пористости – отношение удельного электрического сопротивления (УЭС) водонасыщенной породы к УЭС пластовой воды, и выражается через коэффициент пропорциональности между сопротивлением водонасыщенной породы $\rho_{вп}$ и сопротивлением $\rho_в$ воды, ее насыщающей[18]:

$$\rho_{вп}= Рп* \rho_в, \text{ откуда } Рп = \rho_{вп}/\rho_в.$$

Параметр пористости зависит от пористости, характера порового пространства, извилистости пор, степени цементации и других факторов. Экспериментально выведенная формула имеет общий вид:

$$Pn = a^n/Kn^m,$$

где a^n – постоянная, называемая структурным коэффициентом, которая зависит от состава породы и составляет от 0,4 до 1,6; m – так называемый "показатель цементации", который зависит от степени сцементированности и имеет величину от 1,3 для несцементированных рыхлых пород, до 2,3 для сильно сцементированных пород.

На практике используют формулы Дахнова, Арчи и Хамбла:

$Pn = a/Kn^m$ – общий вид формулы,

$Pn = 1/Kn^2$ – эмпирическая зависимость Арчи.

$Pn = 0{,}62/Kn^{2{,}15}$ – эмпирическая зависимость Хамбла.

Для вычисления коэффициента пористости отложений по данным электрометрии нужно знать значение параметра пористости Pn и характер зависимости $Pn = f(Kn)$.

Так как зависимости $Pn=f(Kn)$ получены на основе обобщения лабораторных исследований керна, то в новых районах достаточно провести измерения на контрольной коллекции образцов, сравнить полученные результаты с имеющимися усредненными зависимостями $Pn=f(kn)$ и выбрать оптимальную кривую (рис. 3.27)[18].

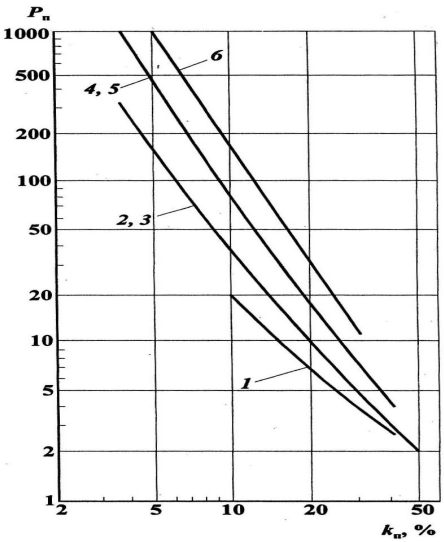


Рис. 3.27. Зависимость $P_п$ от коэффициента пористости $К_п$: *1 – пески; 2, 3 – слабосцементированные породы; 4, 5 – среднесцементированные породы; 6 – известняки, доломиты*

Вычислить параметр пористости *Pn* можно, зная характеристики водоносного пласта, поры которого полностью насыщены пластовыми водами. Параметр пористости определяется по формуле*:*

$$P_n = \rho_{вп} / \rho_в.$$

Удельное сопротивление пластовой воды определяется по известному химическому составу и температуре. Сопротивление водоносного пласта находится по результатам скважинных измерений. Для этой цели используются, как правило, диаграммы бокового электрического зондирования. При исследованиях скважин, пробуренных на промывочных жидкостях высокой минерализации, предпочтительнее использовать диаграмму экранированного зонда. В пластах низкого удельного сопротивления или при заполнении скважины непроводящим раствором следует использовать диаграмму индукционного зонда. Трудности, которые возникают при определении сопротивления водоносного пласта, связаны с необходимостью применять установки с большим радиусом исследования и высокой расчленяющей способностью, а кривые сопротивления регистрировать в чувствительных масштабах не менее 1 Омм/см. Значения пористости, вычисленные по параметрам водоносного пласта, достоверны, но методика имеет существенное ограничение. Она может быть применена для определения пористости только тех пластов, которые залегают ниже контура продуктивности.

В контуре продуктивности параметр пористости можно вычислить, зная сопротивление зоны проникновения или промытой части пласта, используя известные зависимости[18]:

$$P_П = \rho_{пп} / \rho_Ф \; ПР_{ОН} = \rho_{зп} / \rho_{вф} \; П \; P_{ОН}.$$

Параметр остаточного нефтенасыщения $P_{ОН}$ зависит от коэффициента остаточного нефтенасыщения $K_{он}$, который определяют в лабораторных условиях на образцах керна. *П*-параметр поверхностной проводимости определяем по палетке (рис. 3.28) [7].

Удельное электрическое сопротивление промытой части пласта определяем по диаграммам микрозондирования (рис. 3.30) [18].

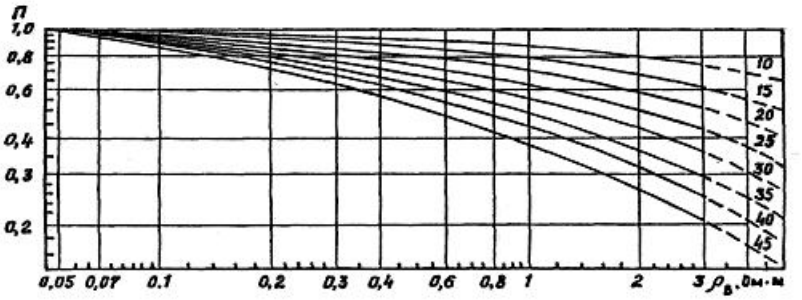


Рис. 3.28. Палетка для определения параметра поверхностной проводимости по известным $C_{гл}$ и $\rho_в$

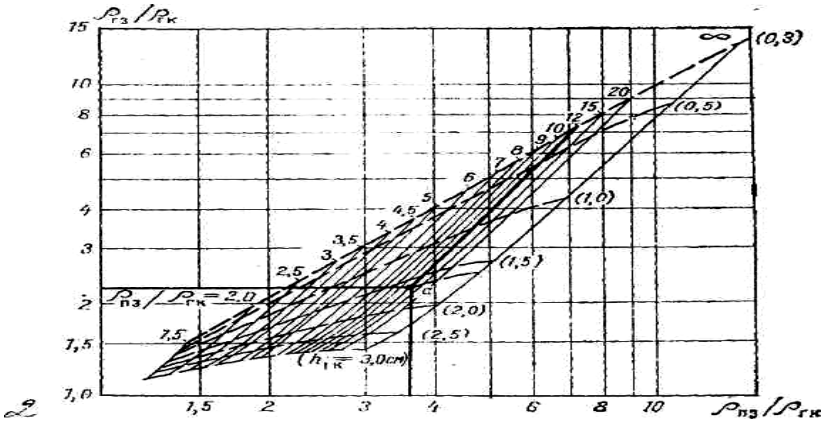


Рис. 3.29. Палетка для определения сопротивления $\rho_{пп}$ по МКЗ: *шифр кривых мощность глинистой корки, см, $p_{пп}/p_{гк}$*

Сопротивление промытой части пласта можно определить также по диаграмме микробокового каротажа (рис. 3.30)[10].

Интерпретация заключается в детальном расчленении разреза, точной отбивке границ пласта, определении удельного сопротивления промытой части пласта $p_{пп}$. При толщине глинистой корки $h_{гк}$ не более 10 мм для двухэлектродного зонда БМК и 20 мм для трехэлектродного (каротажа ближней зоны) значения $p_к$, полученные этими зондами, мало отличаются от $p_{пз}$ с

увеличением $h_{гк}$ показания БМК уменьшаются тем больше, чем больше отношение $p_{пп}/p_{гк}$. Для определения влияния на величину $p_к$ БМК толщины глинистой корки $h_{гк}$ используются палетки, составленные по результатам электролитического моделирования для различных видов БМК с учетом их размеров, диаметра скважины и особенностей конструкции[25].

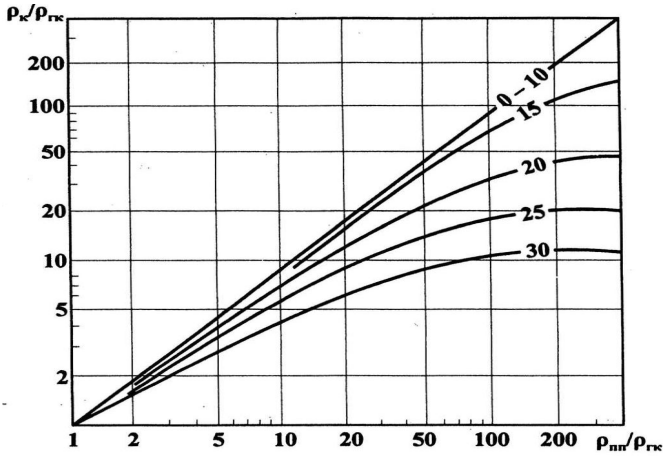


Рис. 3.30. Палетка для определени сопротивления промытой части пласта по микробоковому каротажу:
шифр кривых мощность глинистой корки, мм

Значение $h_{гк}$ вычисляется по формуле $h_{гк}=(d_c–d_н)/2$, где $d_н$ – номинальный диаметр скважины; d_c – фактический диаметр скважины, измеренный микрокаверномером. Величину $p_{гк}$ определяют с учетом температуры. По значениям $p_{пп} / p_ф$ в разрезе можно выделить коллекторы и оценить их пористость. Сопротивление фильтрата бурового раствора определим по зависимости, приведенной на рис. 18, 19, приложения А. На показания МБК промывочная жидкость, в том числе и высокопроводящая (соленая) ПЖ, оказывает относительно небольшое влияние. Поэтому этот метод является неотъемлемой частью комплекса ЭК, выполняющегося в скважинах, которые бурятся на высокоминерализованных ПЖ. Сравнивая в этом случае показания БК и МБК, удается выделить в

разрезе нефтегазоносные пласты. Значения $p_к$, определенные по МБК, из-за понижающего проникновения оказываются меньше $p_к$, определенного по БК. Из рассмотрения должны быть исключены интервалы скважины с увеличенным диаметром d_c, т. к. увеличение d_c может также вызвать снижение $p_к$.

Под боковым каротажем (БК) понимают каротаж сопротивления зондами с экранными электродами, через которые пропускают ток в том же направлении, что и через основной токовый электрод. Наличие экранных электродов препятствует растеканию тока от основного электрода по скважине и обеспечивает направление его (фокусирование) непосредственно в пласт. На величину $p_к$ сильно влияют характер и глубина проникновения D фильтрата промывочной жидкости в пласт. Влияние зоны проникновения для всех зондов снижается с увеличением их радиуса исследования (длина зонда) и возрастает с увеличением отношения D/d_c[6,25].

При наличии проникновении фильтрата ПЖ в пласт комплекс применяемых зондов электрического каротажа зависит от типа изучаемого разреза и минерализации ПЖ. В общем случае определение $p_п$ проницаемого пласта с проникновением в него фильтрата ПЖ осуществляется с помощью трехслойных палеток БК-3, представляющих собой совокупность кривых зависимости $p_к / p_c$ *от* $p_п / p_c$ с шифром $p_{зп} / p_c$, составленных для заданных D, d_c, $p_{вм}$ и h.

Для определения удельного сопротивления пластов с помощью указанных палеток необходимо располагать сведениями о зоне проникновения и ее параметрах ($p_{зп}$ и D). В связи с этим БК применяется совместно с БКЗ или в комплексе с двумя градиент - зондами длиной 1–4 м.[10].

Основной задачей интерпретации кривой ИК, как и других видов каротажа сопротивлений, является определение удельного сопротивления пластов. При отсутствии проникновения фильтрата ПЖ в пласт определение $p_п$ по данным одной кривой ИК сводится к учету влияний скважины, скин-эффекта и ограниченной мощности пласта, что легко осуществляется с помощью специальных палеток.

При наличии зоны проникновения, когда $p_{зп}$ отличается от $p_п$ неизмененной части пласта, показания ИК, интерпретируют с помощью трехслойных однозондовых или комплексных пале-

ток. Однозондовые палетки рассчитаны для пластов неограниченной мощности и представляют собой графики зависимости $p_к / p_c$ от $p_п/ p_c$ для известных значений d_c и $p_{зп}/p_c$. Палетка снабжена кривыми для фиксированных значений D/d_c и p_c. Для выбора нужной палетки и определения по ней $p_п$ по кривой ИК требуется предварительное определение параметров D/d_c и p_c. Это достигается проведением измерений ИК в комплексе с другими электрическими методами сопротивления.

Схема интерпретации сводится к отсчету существенного значения $p_к$, внесению исправлений за влияние скважины, скин-эффекта и оценке $p_к$, приведению показаний к условиям пласта неограниченной мощности и нахождению по ординате палетки отношения $p_п/p_c$.

При понижающем проникновении определение $p_п$, $p_{зп}$ и D затрудняется. Это вызвано уменьшением глубинности исследования зондов ИК и увеличением глубинности зонда БК при $p_{зп} /p_п$. В результате расхождение в значениях показаний большого ИКб и малого БКМ зондов прибора Э6 становится значительно меньше, чем в случае повышающего проникновения. В этих условиях комплекс зондов Э6 не дает возможности однозначно определять параметры $p_п$, $p_{зп}$ и D, т. к. каждому сочетанию зафиксированных зондами значений $p_к$ соответствует несколько сочетаний определяемых параметров. В условиях понижающего проникновения более надежные результаты определения параметров $p_п$, $p_{зп}$ и D возможны при использовании в комплексе зондов Э6 вместо малого зонда БКМ комплексного зонда Э1. В комплекс исследований зондом Э1 входят зонды БКЗ, БК и ПС. В отличие от других методов сопротивления в ИК не требуется непосредственного контакта измерительной установки с промывочной жидкостью. Это дает возможность применять ИК в тех случаях, когда используются непроводящие ПЖ (приготовленные на нефтяной основе), а также в сухих скважинах[18].

Благоприятные результаты получают при исследовании индукционным каротажем разрезов пород низкого и среднего сопротивления и при наличии повышающего проникновения фильтрата ПЖ в пласт. По диаграммам индукционного каротажа можно более точно определить положение водонефтяного контакта и удельное сопротивление водоносных коллекторов низкого сопротивления. Применение индукционного каротажа ограничено при соленой ПЖ сопро-

тивлением менее 0,1 Омм и высоком удельном сопротивлении пород. Разрезы, представленные породами с удельным сопротивлением более 50 Омм, нечетко расчленяются приборами ИК.

На рис. 3.31–3.34 приведены палетки для интерпретации диаграмм электрического каротажа. Таким образом, определив по диаграммам КС сопротивление промытой части пласта или сопротивление зоны проникновения, или сопротивления водонасыщенного пласта, рассчитываем параметр пористости и определяем коэффициент пористости[10].

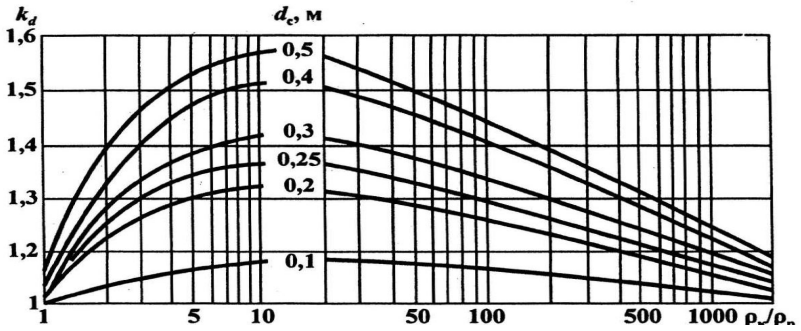


Рис. 3.31. Зависимость для определения поправки за влияние скважины (БК)

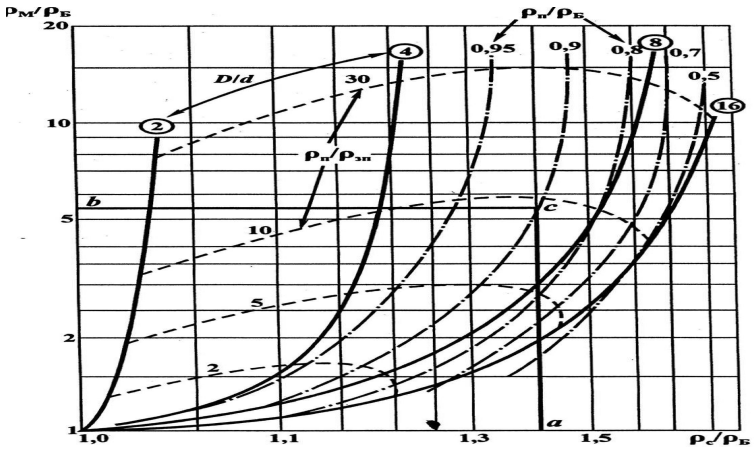


Рис. 3.32. Трехзондовая палетка бокового каротажа Э6

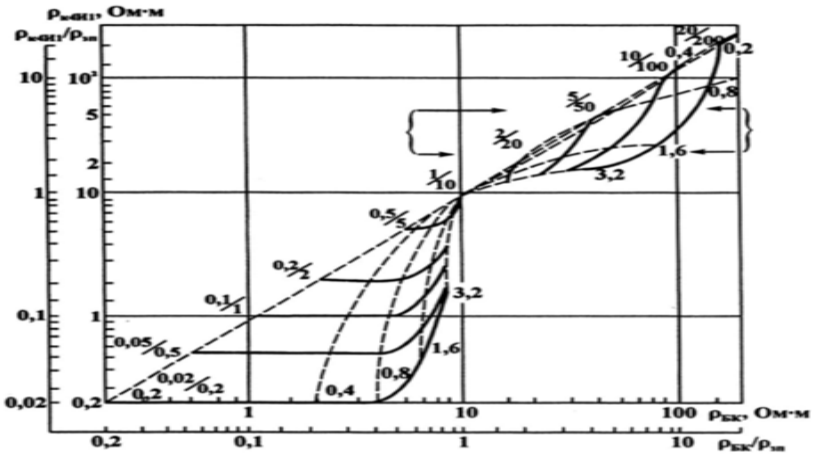


Рис. 3.33. Двухзондовая палетка (4И1,0 –БК-3), $p_{зп}$=10 Омм, d_c=0,2м, $p_{п}$/ $p_{зп}$ /p_c , D

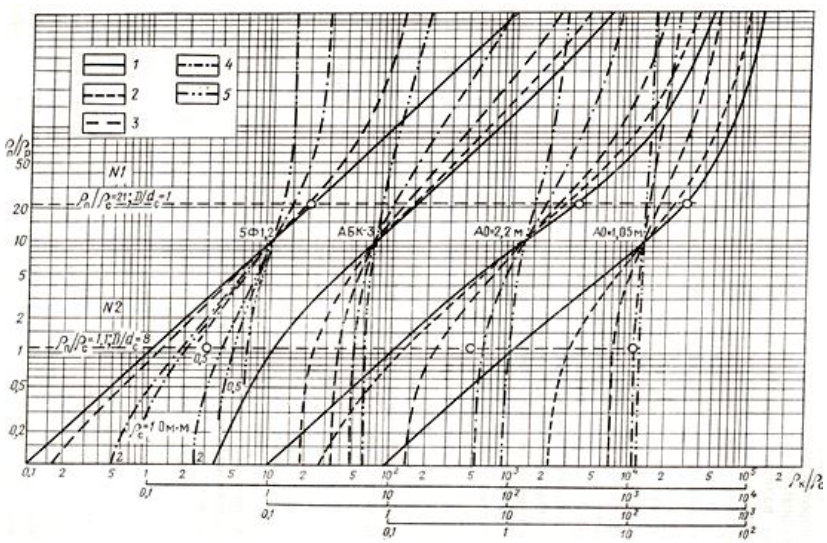


Рис. 3.34. Сводная палетка для методов БК, ИК и зондов АО=2,2 м и АО=0,5 м

Определение пористости по диаграммам нейтронного гамма-метода.

Под названием «нейтронные методы» объединяют различные варианты радиометрии скважин, для которых общим является изучение эффектов, возникающих при облучении горных пород потоком нейтронов. На производстве применяются ННМ-Т или метод плотности тепловых нейтронов, нейтронный гамма-метод (НГМ) и импульсные нейтронные методы.

Показания нейтронных методов зависят в основном от водородосодержания. А так как водород входит в состав воды или нефти, заполняющих поровое пространство, то показания всех нейтронных методов дают возможность вычислить коэффициент пористости отложений. Наибольшее распространение получил нейтронный гамма-метод.

Для радиометрии скважин основное значение имеют процессы рассеяния и поглощения нейтронов. Рассеяние нейтронов, в основном упругое, обусловливает потерю ими энергии и замедление. Каждый акт столкновения нейтрона с ядром какого-либо элемента приводит к потере нейтроном части первоначальной энергии, причем наибольшие потери происходят на ядрах легких элементов, в первую очередь, на ядрах водорода.

Если среда облучается быстрыми нейтронами (E>4–5 МэВ), рассеяние нейтронов способствует превращению быстрых нейтронов в медленные или надтепловые и тепловые (E=0,025 эВ), т. е. происходит замедление нейтронов, причем, тем интенсивнее, чем больше в среде водорода. Для тепловых нейтронов при их взаимодействии с ядрами наиболее вероятен радиационный захват, сопровождаемый вторичным гамма-излучением. Среди ядер элементов, присутствующих в горных породах в значительном количестве, наибольшей активностью в отношении радиационного захвата нейтронов обладают ядра хлора[21,25].

Таким образом, основными факторами, вызывающими замедление и поглощение нейтронов, являются водородосодержание и хлоросодержание среды.

Результаты исследования нейтронными методами определяются пространственным распределением плотности тепловых и надтепловых нейтронов. Характер этого распределения в сре-

дах, не содержащих элементов с высоким сечением захвата (Cl, B, Cd и др.), зависит от длины замедления, т. е. от водородосодержания окружающей источник среды.

Зависимость между показаниями нейтронного гамма-метода и коэффициентом пористости в полулогарифмической системе координат в диапазоне изменения Кп от 3–5 до 25–40 % близка к линейной.

Вычисления относительного разностного параметра проводят по следующей формуле[18]:

$$\Delta I n\gamma = (I n\gamma \text{ пл} - I n\gamma \text{ min}) / (I n\gamma \text{ max} - I n\gamma \text{ min}),$$

где $In\gamma$ max и $In\gamma$ min – интенсивности γ-излучения в двух опорных средах с известным высоким и низким водородосодержанием; $In\gamma$ *пл* – показания против изучаемого пласта.

За среду с высоким водородосодержанием принимаются пласты, против которых диаметр скважины увеличен по сравнению с номинальным на 30–40 см. За опорную среду с низким водородосодержанием принимаются известняки или ангидриды, пористость которых менее 2 %.

Учитывая линейный характер зависимости $In\gamma=f(K_n)$, можно диаграммы НГМ проэталонировать графически в единицах коэффициента определяемой этим методом пористости, для чего на диаграмму наносят логарифмическую шкалу таким образом, чтобы совместить ее отметки с известными значениями пористости опорных пластов. В качестве таких пластов, как правило, выбирают глины, против которых образовалась каверна, заполненная промывочной жидкостью, и плотные низкопористые карбонатные пласты рис. 3.35)[18,25].

Нейтронный гамма-метод целесообразно использовать для вычисления пористости карбонатных отложений, которые характеризуются сложным строением порового пространства и средними или низкими значениями пористости.

Породы с высоким водородосодержанием на диаграммах нейтронных методов выделяются низкими показаниями на фоне более плотных пород. На рис. 3.37 приведена блок-схема обработки диаграмм НГК. Масштабные треугольники показаны на рисунке 26 приложения А [18].

Уравнения для определения $К_п$ по нейтронным методам. Приведенные ниже уравнение являются результатами статической аппроксимации палеток и ограничены областями применения.

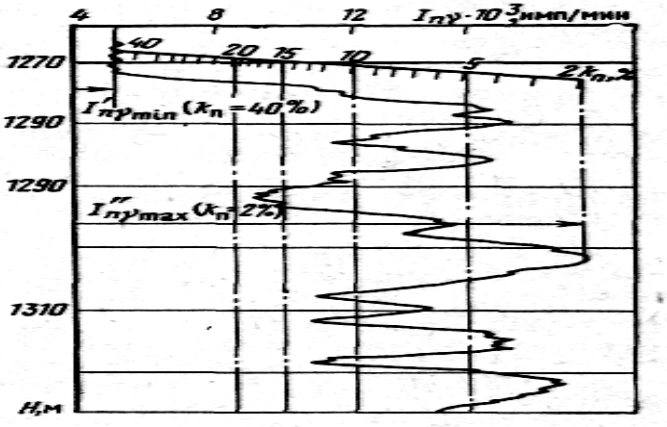


Рис. 3.35. Пример построения шкалы коэффициента пористости по НГК

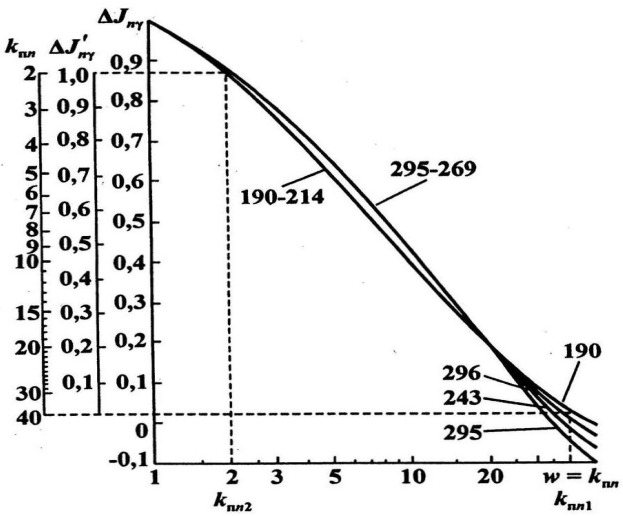


Рис. 3.36. Зависимость для определения $К_п$ по *НГК* по *ΔIпγ:*
шифр кривых диаметр скважины, мм

При поиске видов и коэффициентов регрессионных уравнений внимание уделялось «рабочим областям» палеток – то есть диапазону измерений каротажа в гипотетических породах-коллекторах со средними коллекторскими свойствами для средне-нормальных геолого-геофизических условий.

Так, полученные зависимости для оценки пористости по данным НГК и нейтронного каротажа настроены на рабочую область изменения пористости от 3 до 20 %. Используя зависимости можно оценить кажущуюся пористость по данным НГК и НК, зарегистрированным в условных единицах, с учетом того, что используемые палетки представляют результаты моделирования литологии «известняк» для условий пресных пластовой воды и бурового раствора

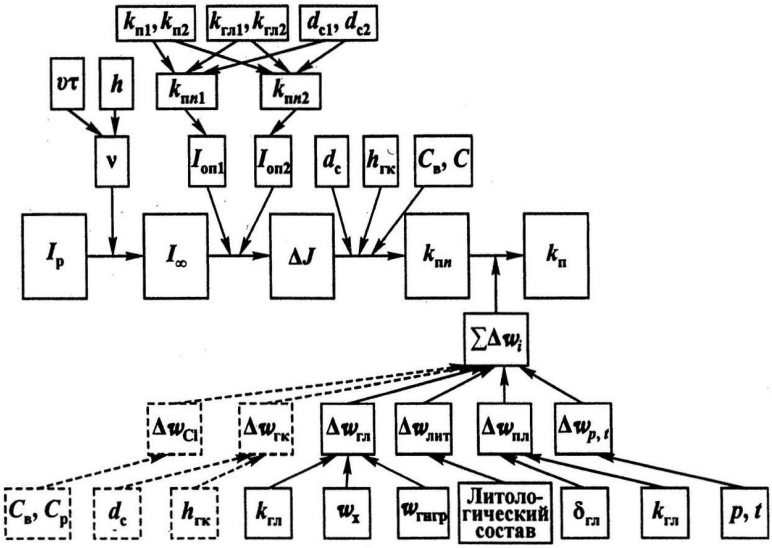


Рис. 3.37. Блок-схема обработки диаграмм НГК при определении $K_п$

1.Нейтронный гамма каротаж
Аппаратура ДРСТ-3-90, зонд НГК-60,
Диаметр скважины 300 мм:
$$Кп_{НГК}, \% = -9{,}173+41{,}242/Iнгк+12{,}899/I^2нгк$$

Диаметр скважины 269 мм:
Кп$_{НГК}$, % = -8,98+45,779/Iнгк+9,906/I^{2}нгк
Диаметр скважины 215,9 мм:
Кп$_{НГК}$, % = -8,802+51,529/Iнгк+6,916/I^{2}нгк
Диаметр скважины 190,5 мм:
Кп$_{НГК}$, % = -8,303+52,988/Iнгк+3,465/I^{2}нгк
Диаметр скважины 150 мм:
Кп$_{НГК}$, % = -6,643+60,923/Iнгк+4,238/I^{2}нгк
Аппаратура СРК, зонд НГК-60
Диаметр скважины 300 мм:
Кп$_{НГК}$, % = -9,727+42,128/Iнгк+12,333/I^{2}нгк
Диаметр скважины 269 мм:
Кп$_{НГК}$, % = -9,797+48,9/Iнгк+6,796/I^{2}нгк
Диаметр скважины 190,5 мм:
Кп$_{НГК}$, % = -8,72+53,1/Iнгк+5,11/I^{2}нгк
Диаметр скважины 150 мм
Кп$_{НГК}$, % = -7,603+65,774/Iнгк-9,456/I^{2}нгк
2.Нейтрон - нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
Аппаратура СРК, малый зонд
Диаметр скважины 190,5 мм:
Кп$_{ННК}$т_мз,%=-22,6+86,5/Iннкт_мз+32,9/ I2ннкт_мз
Аппаратура СРК, большой зонд
Диаметр скважины 190,5 мм:
Кп$_{ННК}$т_бз,%=-3,74+171,4/Iннкт_бз-150,3/ I2ннкт_бз
Аппаратура СРК, отношение показаний зондов
Диаметр скважины 190,5 мм:
Кп$_{ННК}$т, %=-8,2+75,4*(Iмз/Iбз)-1,25*(Iмз/Iбз)^2
3. *Нейтрон – нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам*
Аппаратура СРК, малый зонд
Диаметр скважины 190,5 мм:
Кп$_{ННК}$Кнт_мз, %=-3,42 52,5/Iннкнт_мз +142,5/I2 ннкнт_мз
Аппаратура СРК, большой зонд
Диаметр скважины 190*,5 мм:*
Кп$_{ННК}$Кнт_бз, %= -4,58+ 79,0/Iннкнт_бз+13,0/I2 ннкнт_бз
Аппаратура СРК, отношение показаний зондов
Диаметр скважины 190,5 мм:
Кп$_{ННК}$нт, %=-3,94+20,5(Iмз/Iбз)+64,8*(Iмз/Iбз)^2*

Определение пористости по данным плотностного гамма-гаммакаротажа. Объемная плотность $\delta_{об}$ связана с коэффициентом общей пористости пород соотношением[10,18]:

$$K_п = (\delta_м - \delta_п) / (\delta_м - \delta_ж),$$

где $\delta_м$ – плотность матрицы, $\delta_ж$ – плотность флюида, заполняющего поровое пространство. Из этого соотношения следует, что по результатам ГГК-П может быть определена только общая пористость пород, представленная объемами межзерновых пор, каверн и трещин и связанной водой содержащейся на частицах глинистого материала.

В проницаемых породах значение $\delta_ж$ в зоне исследования ГГК-П, глубинность которого не превышает 0,1 м, определяется плотностью фильтрата промывочной жидкости и равна 1 г/см^3, если ρ_c>0,2 Ом*м. Значения $\delta_ж$ заметно отличаются от единицы в нефтяных и газовых пластах при большой остаточной нефтегазонасыщенности зоны проникновения, при бурении скважин на высокоминерализованной промывочной жидкости, когда $\delta_ж$ =1–1,2 г/см^3 в зависимости от степени минерализации ПЖ.

В газонасыщенных пластах определяемое $K_П$ завышается. Влияние газонасыщенности зависит от плотности газа, которая в свою очередь определяется давлением и температурой.

Значения $\delta_м$ основных типов пород, представляющих интерес как возможные коллекторы нефти и газа, изменяются в широком диапазоне от 2,55 для полимиктовых песчаников до 2,87г/см^3 для доломитов. В пределах даже одного горизонта с относительно выдержанным составом породообразующих элементов $\delta_м$ может изменяться вследствие неравномерного распределения примесей глин, сульфатов и т. д. По этой причине по материалам отдельно взятого ГГКП определяется общая пористость мономинеральных пород и полиминеральных пород, для которых плотность минеральной матрицы известна, например, по результатам исследований керна.

Глинистые цементы состоят из коалинита, хлорита и гидрослюд с небольшими примесями других минералов. Минеральная плотность глинистых минералов изменяется от 2,62 г/см^3 для коа-

линитовых глин до 2,81 г/см^3 для гидрослюдных глин. Среднее значение $\delta_{гл}$ для смеси глинистых минералов находится в пределах 2,67–2,72 г/см^3, что мало отличается от $\delta_м$ известняков и песчаников. Поэтому этот тип глинистости практически не сказывается на оценке $K_П$ пород. Плотность монтмориллонита**,** часто встречающегося в вулканогенных и вулканогенно-осадочных породах основного состава, существенно отличается от плотности основных компонентов скелета породы. В зависимости от условий залегания пород монтмориллонит способен удерживать различное количество межпакетной воды, в связи с чем его плотность изменяется от 2,2 г/см^3 при содержании воды 26 %, до 3,36 г/см^3 без межпакетной воды. В пластовых условиях плотность монтмориллонита ниже плотности породообразующих минералов.

Плотность углей изменяется в пределах 1,1–1,8 г/см^3 в зависимости от зольности и степени метаморфизма. На нефтяных и газовых месторождениях характерна приуроченность к аргиллитам, глинистым песчаникам и алевролитам бурых углей, плотность которых равна 1,2–1,3 г/см^3.

Карбонатность песчаников связана, в основном, с их кальцитизацией. Минеральная плотность кальцита 2,71 г/см^3 мало отличается от $\delta_м$ песчаников и алевролитов (2,57–2,68 г/см^3). При $\delta_м$ песчаника 2,68 г/см^3 и более примеси кальцита практически не сказываются на определяемые значения $K_П$.

Сульфатность карбонатного разреза обусловлена ангидритами или гипсом. Минеральная плотность ангидрита 2,96 г/см^3, поэтому ангидритизация в боьшей степени сказывается при оценке $K_П$ известняков ($\delta_м$=2,71 г/см^3), чем доломитов ($\delta_м$=2,87 г/см^3).

Примесь гипса сказывается на результатах ГГК-П сильнее, чем ангидрита, т. к. плотность гипса на 0,4 г/см^3 меньше плотности известняка и на 0,56 г/см^3 меньше плотности доломита. Для более надежной оценки плотности пород методом ГГК-П применяется двухзондовая установка. При этом измерение интенсивности гамма-излучения производится двумя зондами различной длины и одновременно записывается кавернограмма. Использование такой установки базируется на том, что результаты измерений большим зондом меньше зависят от толщины

промежуточного слоя между прибором и стенкой скважины, чем данные, полученные зондом меньших размеров. По результатам измерений двумя зондами большой и малой длины получают различные значения кажущейся плотности соответственно $\delta_{к1}$ и $\delta_{к2}$. Эти значения уменьшены за влияние промежуточного слоя на величины δ_1 и δ_2. Если допустить, что это влияние для зонда малого размера в n раз больше, чем для большого зонда, т. е. $n=\delta_2/\delta_1$, то соответственно при малом зонде:

$$\delta_{к1} = \delta — n\delta_2;\ \delta_{к2} = \delta — \delta_2.$$

Решая полученные уравнения, определяем:

$$\delta = (n\delta_{к2} — \delta_{к1})/(n — 1).$$

При одновременной регистрации двумя зондами с помощью аналогового счетно-решающего устройства, расположенного на поверхности, автоматически исключается влияние промежуточного слоя между прибором и стенкой скважины. Счетно-решающее устройство по показаниям большого зонда определяет неисправленное значение плотности породы и по показаниям обоих зондов устанавливает поправку влияния промежуточного слоя. Запись диаграмм осуществляется в условных единицах плотности или непосредственно в значениях плотности δ. Переход от условных единиц к значениям плотности пород осуществляется с помощью графической зависимости $F(\delta)$ от δ. Возможность перехода от плотности породы к ее суммарной (общей) пористости вытекает из зависимостих[25]:

$$\delta_п=(1-K_п)\,\delta_м + K_п\,\delta_ж.$$

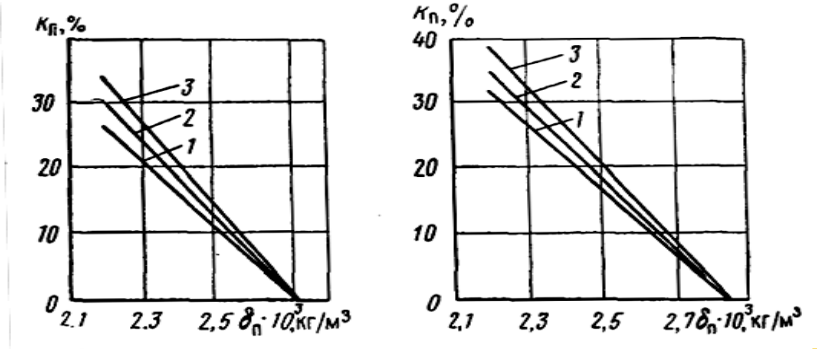
Решая уравнение относительно $K_п$ имеем: $K_п=(\delta_м-\delta_п)/(\delta_м-\delta_ж)$

На рис. 3.38 приведены расчетные кривые зависимости общей пористости пород от их плотности для различных пород**.**

Определение пористости по комплексу методов НГК и ГГК-П.

Как уже отмечалось в лекциях по НГК, этот метод дает результаты, которые определяются полным содержанием водорода – и в составе свободной воды, и в составе связанной, которая входит в глины. По этой причине в значения коэффициента по-

ристости, найденные по методу НГК – $Kn_{НГК}$ необходимо вводить поправку за глинистость. В то же время наличие глинистого материала сказывается и на плотности коллекторов, которая определяется по ГГК-П.



а) *б)*

Рис. 3.38. Расчетные кривые зависимости общей пористости пород от их плотности: *а – известняк; б – доломит; 1 – в коллекторе нефть; 2 – в коллекторе пресная вода; 3 – в коллекторе минерализованная вода (210 г/л)*

По этой причине открывается возможность комплексного использования методов НГК и ГГК-П для определения и пористости (уже исправленной за глинистость), и глинистости коллекторов (рис. 3.39)[25].

Данные акустического каротажа в комплексе с другими геофизическими методами дают возможность определить пористость пород; выделить зоны трещиноватости и кавернозности в карбонатном разрезе; уточнить литологию разреза; получить сведения о техническом состоянии скважины; вычислить средние и пластовые скорости распространения упругих колебаний, используемых при интерпретации данных сейсморазведки. Располагая диаграммами акустического каротажа, можно сократить объём экспериментальных сейсмических исследований в районе проведения сейсморазведочных работ с целью выделения отражающих горизонтов и оценки качества отражений.

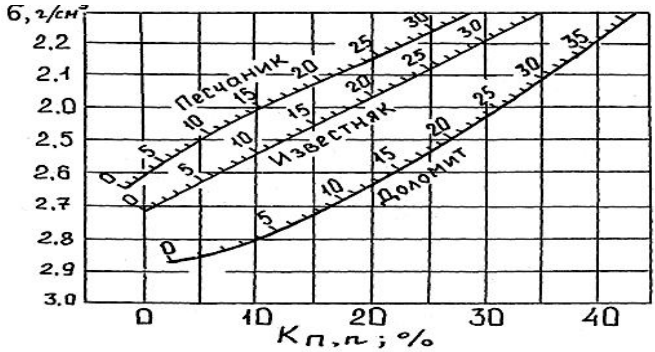


Рис. 3.39. Определение пористости и литологии по диаграммам ГГК-П и НГК (фирма Шлюмберже)

Определение коэффициента пористости по данным акустического каротажа.

Уравнение Вилли широко применяется для оценки пористости в сцементированных песчаниках и карбонатах с межгранулярной или межкристаллической пористостью. Так как эмпирическое уравнение среднего времени работает в твердых породах, оно не дает достоверной пористости в плохо сцементированных породах, газоносных зонах, породах с необычной текстурой наподобие карбонатных каверн[18,26].

Пористость, получаемая по уравнению среднего времени в кавернах, часто ниже плотностной пористости. Разница между этими двумя значениями иногда называют вторичной пористостью и используют в качестве эмпирического индикатора каверн.

Для уравнения Вилли нужны такие вводные параметры как измеренное время пробега продольной волны (ΔТ), оценочное время пробега волны в скелете (ΔТ ск) и поровом флюиде (ΔТ фл). Достоверные значения пористости обычно получаются с нормальными значениями ΔТ ск и ΔТ фл в хорошо сцементированных породах, насыщенных соленым раствором, если их состав и текстура типичны.

Уравнение среднего времени (Вилли) с поправкой за уплотнение выглядит так:

$$K_П = (\Delta T - \Delta T\,ск)\,/(\Delta T\,фл - \Delta T\,ск).$$

Расчет интервального времени проводится по формуле:

$$\Delta T = \frac{T_2 - T_1}{S},$$

где ΔT – интервальное время распространения упругих волн на базе зонда, S(м) в мкс/м, T_1 мкс и T_2 мкс – соответственно время распространения упругих волн от излучателя до первого и второго приемников зонда.

Определение пористости по диаграммам акустического метода. Скорость распространения упругих волн в горных породах определяется плотностью отложений и их механическими свойствами – коэффициентом Пуассона, модулем Юнга или коэффициентом объемного сжатия. Механические свойства горных пород контролируются минеральным составом скелета и его структурой. Плотность отложений зависит от плотности минерального скелета, а также от объема и свойств флюида, заполняющего поровое пространство.

При исследовании скважин акустическими методами одним из основных параметров, который регистрируется аппаратурой, является интервальное время ΔT, равное времени пробега волной расстояния 0,4–0,5 м (база зонда).

Для описания связи между интервальным временем прохождения упругой волны и пористостью предложен ряд теоретических и экспериментальных зависимостей, учитывающих особенности строения горных пород. Если отложения представлены двухкомпонентной средой (мономинеральный скелет и флюид, заполняющий поровое пространство) и залегают на глубинах до 3000 м, то $\kappa_п$ можно вычислить по уравнению среднего времени (рис. 3.40)[18].

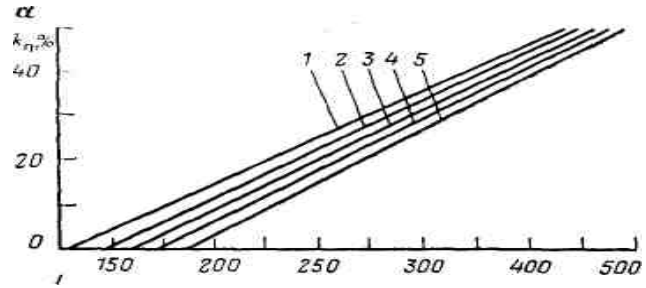


Рис. 3. 40. Связь $К_п$ и $\Delta Тп$ для пород разной литологии:
1, 2 – доломиты, известняки, 3, 4, 5 – песчаники

Интервальное время пробега продольной волны ΔT, выраженное в мкс/м, связано со скоростью распространения волны v_p (в м/с) соотношением:

$$\Delta T = \frac{10^6}{v_p}$$

Величина ΔT возрастает с увеличением пористости породы при прочих постоянных условиях.

При использовании величин $\Delta T_{СК}$ и $\Delta T_{фл}$, соответствующих минеральному скелету данной породы и составу флюидов в ее порах, уравнение описывает связь $\Delta T=f(K_n)$ для слабоглинистых пород с межзерновой пористостью при атмосферных условиях.

Коэффициент пористости рассчитывают по формуле:

$$Kn= \Delta T-\Delta T_{СК}/ \Delta T_{фл} - \Delta T_{СК}.$$

Для воды, нефти и углеводородных газов $\Delta T_{фл}$ зависит от состава этих флюидов и их термодинамического состояния.

Уравнение дает возможность определить пористость, но данным АК при отсутствии петрофизической связи между ΔТ и Кп для изучаемого объекта.

Для породы с рассеянной глинистостью уравнение среднего времени

$$\Delta T= \Delta T_{ск} (1-K_n -K_{гл})+\Delta T_{гл}\cdot K_{гл} +\Delta T_{фл}.K_П,$$

где $\Delta T_{гл}$ – интервальное время в глинистых частицах, мкс/м; $К_{гл}$ – объемная глинистость коллектора, %.

Скорость распространения упругой волны в осадочных породах зависит от разности горного и пластового давлений. Поэтому при определении Кп песчаника по уравнению среднего времени лучшие результаты получаются при разности давлений, большей 25 МПа, что соответствует глубине погружения около 3000 м. Для других глубин производят учет уплотнения глинистых пород по формуле:

$$Kп= \frac{(\Delta T -\Delta Tск)}{(\Delta Tфл -\Delta Tск)} * \frac{330}{C*\Delta Tгл},$$

где Кп –коэффициент пористости, ΔТск , ΔТфл, ΔТгл – интервальные времена в идеальном непористом и неглинистом минеральном скелете породы, во флюиде, глине. 330 – интервальное время в неуплотненных глинах в мкс/м, С – коэффициент уплотнения, изменяющийся от 0,8 до 1,2.

Для крепких карбонатных пород, залегающих на глубинах более 700–1000 м, поправку за уплотнение не вводят, т. к. по своему значению она соизмерима с погрешностью измерения ΔТ в этих породах.

Величина ΔТск зависит от минерального состава скелета породы. Характерные показания интервального времени в опорных пластах приведены в табл.3.5. Величина ΔТфл зависит от состава флюидов, заполняющих поры и термобарических условий. При полном насыщении пор водой значение ΔТж, равное ΔТв определяется по номограмме для заданных суммарной минерализации Св, эффективном давлении Рэф и температуре в условиях естественного залегания[10].

Таблица 3.5

Характерные показания интервального времени в опорных пластах

Среда	ΔТ,мкс / м	показания
каверна большого диаметра	580-600	максимальные
плотные известняки ($К_{п<1\%}$)	155-160	минимальные
Плотные доломиты ($К_{п<1\%}$)	140-145	минимальные
Незацементированная обсадная колонна	185	минимальные

При акустическом каротаже измеряется скорость распространения упругих волн в породе в интервале базы зонда. Породы, залегающие за пределами базы зонда, не влияют на измеряемые величины. Рассмотрим форму кривых АК для одиночных пластов различной мощности, размещенных в однородной вмещающей среде.

Повышение глинистости ведет к увеличению А амплитуды и повышению коэффициента поглощения ($\alpha_{АК}$), ослаблению ам-

плитуд головных волн. Трещинные и трещинно-кавернозные коллекторы выделяются среди гранулярных неглинистых пород, также как и глинистые, по уменьшению амплитуд А и увеличению ($\alpha_{АК}$). Расстояние между приемниками (база S) характеризует разрешающую способность зонда. Чем меньше база, тем более тонкие слои могут быть выделены на диаграмме АК. Однако уменьшение базы ведет к снижению точности измерений. На практике база устанавливается меньше мощности самого тонкого из интересующих нас слоев. При выборе длины зонда руководствуются тем, чтобы зона проникновения как можно меньше влияла на результаты определения скорости распространения волн в неизменной части пласта[18].

3.4.2 Определение глинистости по диаграммам ГИС

Глинистость межзернового терригенного коллектора характеризуется долей минерального скелета породы, которая представлена глинистыми минералами и по гранулометрическому составу относится к фракции с размерами зерен $dз$ <0,01мм.

Количественно глинистость характеризуется массовым содержанием Сгл (массовая глинистость) в твердой фазе породы, выражаемой в процентах или долях единицы (рис. 3.41).

Для характеристики объемного содержания глинистого материала в породе используют коэффициент объемной глинистости Кгл, который при равенстве минеральных плотностей частиц скелета породы и глинистых фракций будет равен[21]:

$$Кгл=Сгл*(1-К_{П}общ)$$

В петрофизике также используется параметр относительной глинистости, характеризующий степень заполнения глинистым материалом пространства между скелетными зернами и выражаемый в долях единицы:

$$\eta_{гл}=Кгл/(Кгл+К_{П})$$

Параметры Сгл, Кгл, ηгл характеризуют рассеянную глинистость в межзерновых коллекторах.

В полимиктовых песчаниках и алевролитах часть глинистого материала содержится в преобразованных зернах полевого шпата и в обломках глинистых пород. Глинистые минералы в осадочных породах обычно присутствуют в тонкодисперсном состоянии и обладают огромной поверхностью, которая адсорбирует молекулы воды и обменные катионы (физически связанная вода).

Глинистые минералы содержат химически связанную воду и радиоактивные элементы, что существенно влияет на методы радиометрии.



Рис. 3.41. Виды глинистости

Так, присутствие химически связанной воды обуславливает отличие пористости глинистых пород, полученной нейтронными методами, от их общей пористости, а увеличение содержания глинистого материала в породе приводит к закономерному росту ее радиоактивности. С ростом содержания глинистого материала закономерно уменьшаются эффективная пористость, проницаемость и способность породы быть коллектором. В нефтегазопромысловой практике понятие «глинистость» неоднозначно: в одних случаях за глинистость принимают содержание Кгл1 в породе пелитового материала – частиц размером менее 0,01 мм независимо от их минерального состава, в другом – содержание $Кгл_2$ глинистых минералов, основной особенностью которых можно считать наличие химически связанной воды, в третьем – (в карбонатных отложениях) содержание $Кгл_3$ нерастворимого остатка[22].

Большая часть петрофизических уравнений, лежащих в основе комплексной геологической интерпретации материалов ГИС, содержит какой-либо параметр глинистости, поэтому значение этих параметров –обязательное условие надежного определения коэффициентов пористости, проницаемости, нефтегазонасыщения по данным ГИС.

В полимиктовых песчаниках и алевролитах часть глинистого материала содержится в преобразованных зернах полевого шпата и в обломках глинистых пород. Глинистые минералы в осадочных породах обычно присутствуют в тонкодисперсном состоянии и обладают огромной поверхностью, которая адсорбирует молекулы воды и обменные катионы (физически связанная вода). Глинистые минералы содержат химически связанную воду и радиоактивные элементы, что существенно влияет на методы радиометрии. Так, присутствие химически связанной воды обуславливает отличие пористости глинистых пород, полученной нейтронными методами, от их общей пористости, а увеличение содержания глинистого материала в породе приводит к закономерному росту ее радиоактивности. С ростом содержания глинистого материала закономерно уменьшаются эффективная пористость, проницаемость и способность породы быть коллектором [14].

Глинистость определяют при гранулометрическом анализе керна и по диаграммам методов ПС и ГК.

Определение глинистости по диаграммам метода ПС (SP). По диаграммам ПС определяют относительную глинистость $\eta_{гл}$ для пород с рассеянной глинистостью. Петрофизическую основу определения относительной глинистости по относительной амплитуде ПС составляют эмпирические зависимости между $\alpha_{пс}$ и параметром $\eta_{гл}$ для конкретных отложений данного горизонта. При отсутствии конкретных зависимостей по формуле:

$$\alpha_{пс} = (SP-SPmin)/(SPmax-SPmin),$$

где *SPmin* – амплитуда ПС напротив чистых песчаников, *Spmax* – амплитуда ПС напротив глин.

На рисунке 3.42 приведена палетка зависимости $\beta=f(h/dc)$ при $\rho_п/\rho_c$= const и $\beta=f(\rho_п/\rho_c)$ при $h/d=const$ удельные сопротив-

ления пласта и вмещающей среды равны $(\rho_п/\rho_{вм})$, зона проникновения отсутствует $(D=d_c)$. При сохранении заданных условий палетка может быть использована для определения коэффициента β и расчета $E_{пс}$ но замеру ΔU[18].

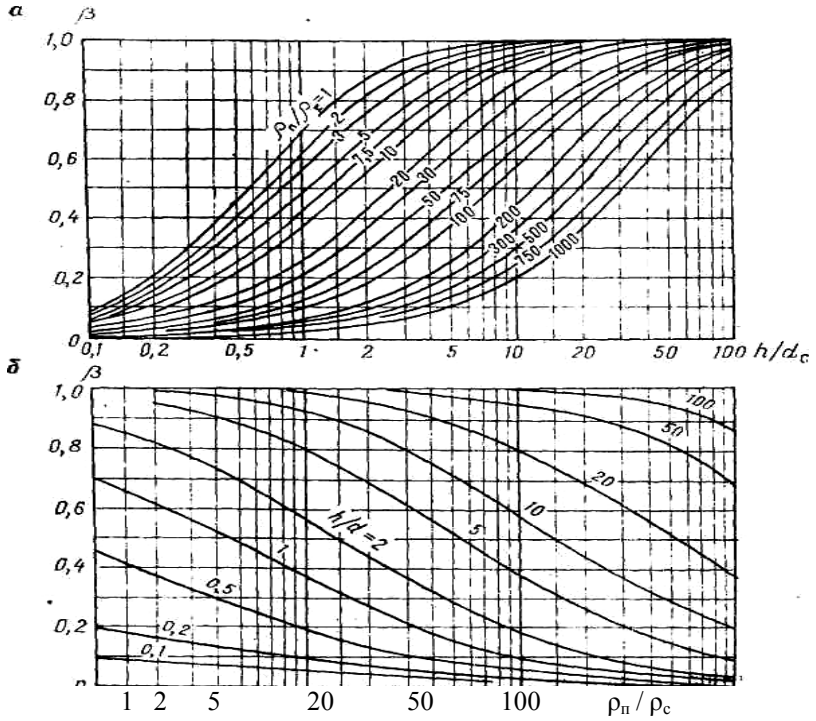


Рис. 3.42. Зависимости $\beta = f$ (h/dc) (*а*), $\beta = f$ ($\rho_п / \rho_с$) (*б*)

На рис. 3.43 показаны кривые $\alpha_{пс}=f(\lambda_{гл})$, рассчитанные для различных фиксированных значений $\rho_к/\rho_{гл}$ и заданном значении (шифр палетки) $\rho_п/\rho_{гл}=5$. При расчете этих кривых не учитывался такой важный фактор, как влияние на величину $\Delta U_{сп}$ зоны проникновения[18]. Однако полученные зависимости в основном отражают закономерности изменения амплитуды $\Delta U_{пс}$ *в* слоистых глинистых пластах и находят применение в практике. В полимиктовых песчаниках и алевролитах часть глинистого материала содержится в преобразованных зернах полевого шпата и в обломках глинистых пород.

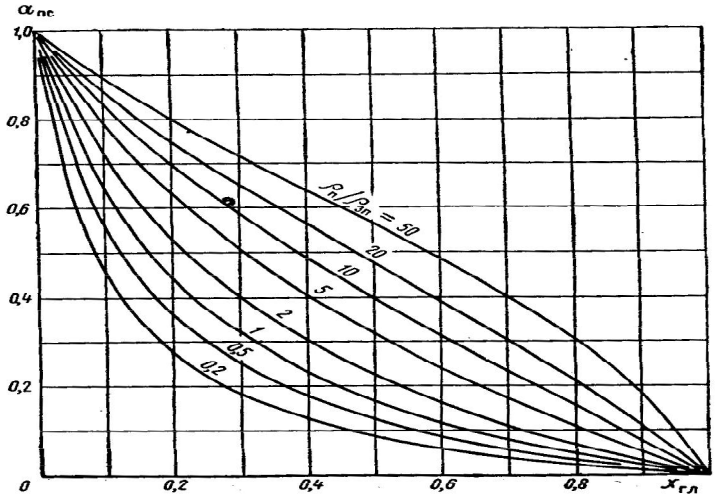


Рис. 3.43. Палетка для определения содержания глинистого материала. Шифр палетки – $\rho_П/\rho_{ГЛ}$=5

Глинистые минералы в осадочных породах обычно присутствуют в тонкодисперсном состоянии и обладают огромной поверхностью, которая адсорбирует молекулы воды и обменные катионы (физически связанная вода). Глинистые минералы содержат химически связанную воду и радиоактивные элементы, что существенно влияет на методы радиометрии. Так, присутствие химически связанной воды обуславливает отличие пористости глинистых пород, полученной нейтронными методами, от их общей пористости, а увеличение содержания глинистого материала в породе приводит к закономерному росту ее радиоактивности. С ростом содержания глинистого материала закономерно уменьшаются эффективная пористость, проницаемость и способность породы быть коллектором.

Большая часть петрофизических уравнений, лежащих в основе комплексной геологической интерпретации материалов ГИС, содержит какой-либо параметр глинистости, поэтому значение этих параметров – обязательное условие надежного опре-

деления коэффициентов пористости, проницаемости, нефтегазонасыщения по данным ГИС[16,18].

Определение глинистости коллекторов методом ПС наиболее надежно в скважинах, которые вскрывают породы однородного минерального состава на промывочной жидкости ПЖ с удельным сопротивлением $\rho_ф < 1$ Омм, при условии незначительной фильтационной составляющей. Связь относительного параметра ПС с относительной глинистостью приведена на рис. 3.44.

Определение глинистости методом ГК (GR). Естественная гамма-активность осадочных пород обусловлена двумя факторами: сорбцией солей радиоактивных элементов на поверхности зерен породообразующих минералов и присутствием гамма-активных элементов в составе самих минералов.

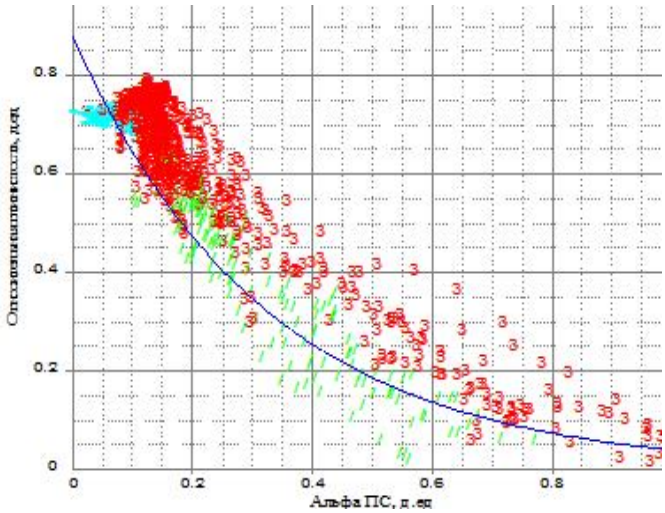


Рис. 3.44. Зависимость относительной глинистости от $\alpha_{пс}$

Максимальной удельной поверхностью зерен и, следовательно, максимальной сорбцией обладают глинистые минералы. Ряд из них содержит также радиоактивный изотоп калия в своем минеральном скелете. Гамма-активность глин на порядок выше, чем гамма-активность кварцевых песчаников, карбонатных и

хемогенных отложений, на чем основано определение содержания глинистости по материалам ГК. Кроме того, ряд породообразующих минералов содержит радиоактивные элементы в своем составе, что является препятствием для определения глинистости по ГК. В первую очередь это присутствие калия в полевых шпатах, элементов уранового ряда в отдельных разностях карбонатных пород с высоким содержанием органических веществ. Зависимости для введения поправок в наблюденную интенсивность приведены на рис. 3. 45[18].

В тех случаях, когда минеральный скелет породы не содержит радиоактивных элементов, удельная гамма-активность не зависит от структуры породы и типа глинистости (рассеянная или слоистая) и определяется главным образом составом глин, других мелкодисперсных частиц и нерастворимого остатка, а также их удельной радиоактивностью.

Стандартный способ определения объемной глинистости по ГК включает вычисление двойного разностного параметра по формуле[18]:

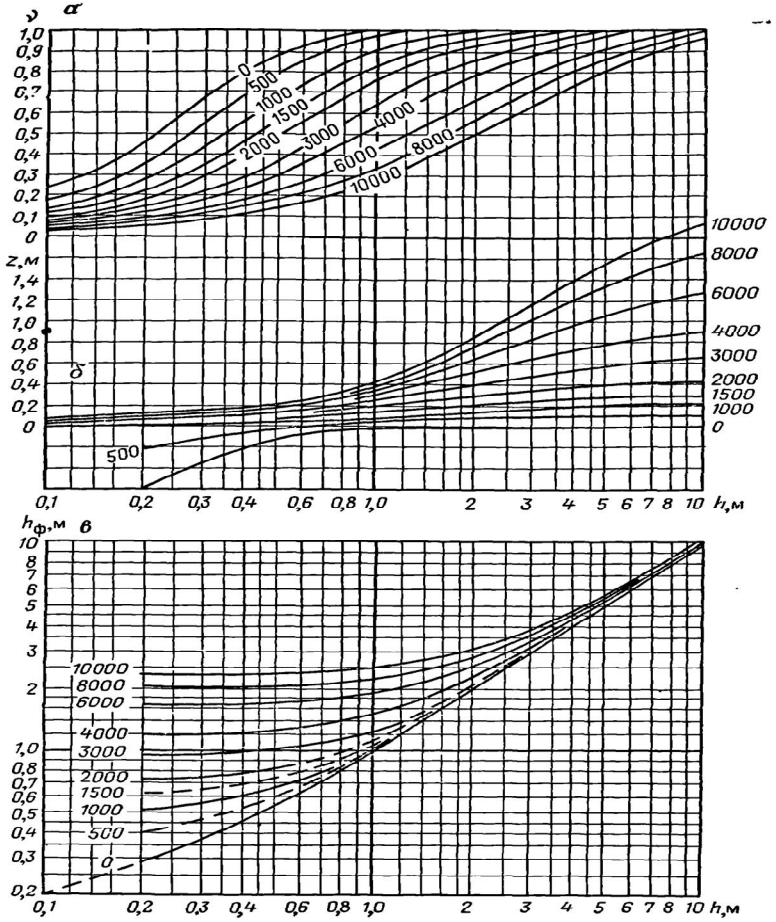
$$DGR= (GR-GRmin)/ (GRmax-GRmin),$$

где *Grmin* – значение ГК против чистого неглинистого пласта, *GRmax* – значение ГК против пласта глины, *GR* – значение ГК против интерпретируемого пласта.

В связи с тем, что на основной массе месторождений нет индивидуальных зависимостей *Кгл=f(DGR)*, есть разные формулы расчета Кгл. Часто используется формула Ларионова:

Кгл=0,33((2^(2* DGR))-1)* – для отложений мел-пермь;
Кгл=0,083((2^(3,7* DGR))-1*) – для отложений моложе.

На рис. 3.46 приведена блок-схема обработки диаграмм ГК при определении глинистости пород [18]. В геологии нефти и газа диаграммы ГМ используют для определения глинистости в терригенных породах. Основным назначением гамма-метода при изучении разрезов скважин нефтяных и газовых месторождений являются литологическое расчленение разрезов скважин и определение глинистости.



шифр кривых $v\tau$

Рис. 3.45. Зависимости для введения поправок в интенсивность естественного гамма излучения

Особенно важна роль гамма-метода как метода глинистости при изучении разрезов скважин, заполненных соленым раствором, когда метод СП не эффективен.

На рис. 3.47 приведена зависимость для определения глинистости по диаграммам гамма метода по двойному разностному пара-

метру[18]. Диаграмму эталонируют с использованием значений I_γ в опорных пластах с минимальными $I_{\gamma min}$ и максимальными $I_{\gamma max}$ показаниями, выдержанных в пределах месторождения. При расчете ΔJ_y используют значения $I_{\gamma x}$, $I_{\gamma max}$ *и* $I_{\gamma min}$, приведенные к единым скважинным условиям по правилам, изложенным выше.

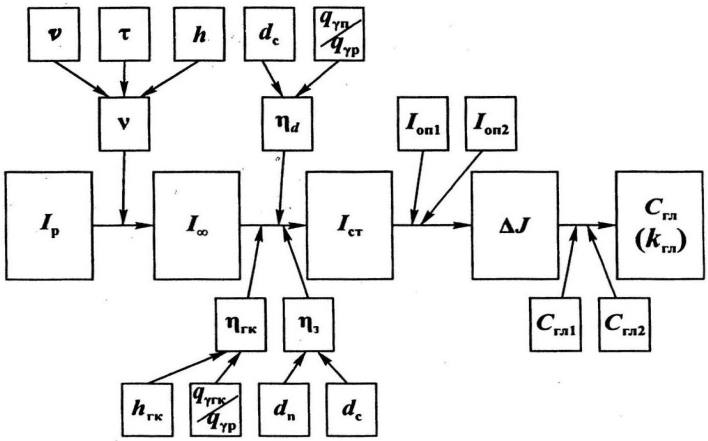


Рис. 3.46. Схема интерпретации диаграмм ГК

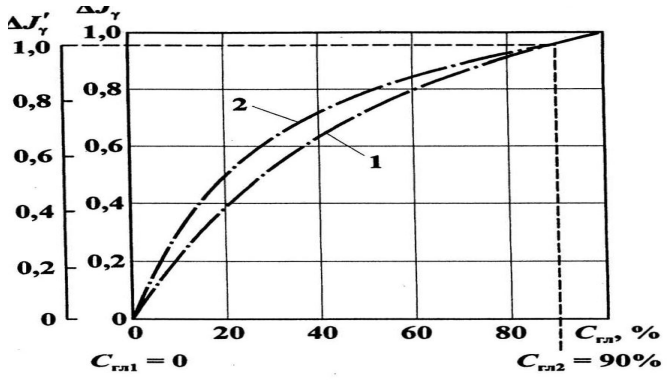


Рис. 3.47. Зависимость для определения глинистости по ГК.
1, 2 – различные нефтегазоносные провинции

Большая часть петрофизических уравнений, лежащих в основе комплексной геологической интерпретации материалов ГИС, содержит какой-либо параметр глинистости, поэтому значение этих параметров - обязательное условие надежного определения коэффициентов пористости, проницаемости, нефтегазонасыщения по данным ГИС.

Определение объемной глинистости по материалам комплекса АК, НК, ГГК-П.

В основном используются методы ГГК-НК из-за разницы плотности чистых неглинистых и глинистых пород. На графике НК-ГГК строятся линии чистой неглинистой породы и чистой глины. В зависимости от местоположения точки, рассчитывается процент глинистости.

Можно также построить треугольную палетку, с известными угловыми точками – чистая глина, чистый скелет, вода (рисунок 3.48).

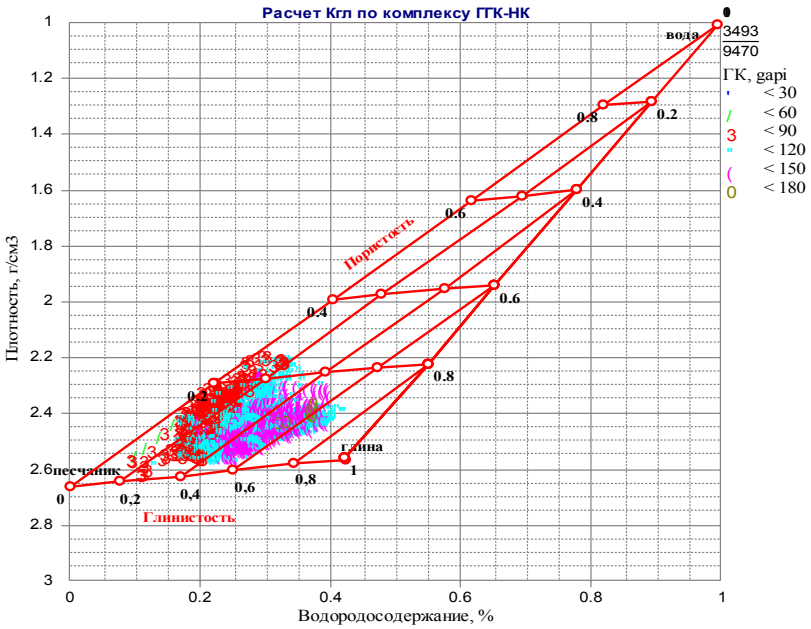


Рис. 3.48. Палетка для определения глинистости пород по ГГК-НК

Чтобы не строить палетки, можно использовать следующие соотношения[22]:

$$К_{П}ггк=К_{П}+Кгл*К_{П}ггк\ глин;$$
$$К_{П}нк=К_{П}+Кгл*К_{П}нк\ глин.$$

Решая систему уравнений относительно Кгл, получаем:

$$Кгл=(К_{П}нк-К_{П}ггк)/(К_{П}нк\ глин-К_{П}ггк\ глин).$$

При определении глинистости в каждом конкретном случае, интерпретатор, используя свой собственный опыт, петрофизические данные по месторождению, данные ГТИ, применяет один или несколько вышеперечисленных способов.

3.4.3. Определение проницаемости коллекторов

Проницаемость – мера свободы с которой жидкость может течь через породы. Для данного образца породы и для любой жидкости, проницаемость будет обеспечена для жидкости, не взаимодействующей прямо с породой. Единица измерения проницаемости – Дарси, которая является очень большой, поэтому используется тысячная часть Дарси: милидарси (мД).

Чтобы быть проницаемой, порода, часть пор, капилляров или трещин должны быть связаны между собой. Следовательно, должны существовать некоторые связи между пористостью и проницаемостью. Большая проницаемость, вообще, соответствует большей пористости, но это правило далеко не является абсолютным.

Глины и некоторые пески имеют высокую пористость, но их зерна настолько малы, что каналы, через которые способны течь жидкости настолько малы и извилисты; что их проницаемость может быть очень низкой.

Другие породы, типа известняка, могут состоять из плотной породы, нарушенной всего лишь несколькими трещинами или разломами. Пористость такой породы может быть низкой, но проницаемость трещин может быть большой. Поэтому, трещиноватые известняки могут иметь низкую пористость, но чрезвычайно высокую проницаемость.

Проницаемость пород подразделяют на абсолютную, эффективную (фазовую) и относительную. Абсолютной (физической) называется проницаемость пористой среды или однородной жидкости при отсутствии физико-химического воздействия между жидкостью и пористой средой и при условии полного заполнения пор среды газом или жидкостью. Эффективной проницаемостью называется проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном присутствии в порах другой фазы – жидкой или газообразной. Относительная проницаемость равна отношению эффективной проницаемости к абсолютной однофазной[14].

Проницаемость коллекторов по данным ГИС может оцениваться:

- по данным гидродинамического каротажа – эффективная проницаемость *Кпр.эф*;

- по статистической двухмерной или трехмерной связи между коэффициентом абсолютной проницаемости $K_{пр}$ пород по керну и геофизическими параметрами.

Достоверная оценка проницаемости продуктивного пласта может быть дана на основе гидродинамических исследований в открытом стволе – ГДК, которые дают информацию о величине пластовых давлений и эффективной проницаемости пород в прискважинной зоне. Ввиду малой глубинности исследования этим методом (менее 10 см от стенок скважины) результаты исследования коллекторов подвержены влиянию зоны проникновения фильтрации и кольматации.

Качественная оценка проницаемости по данным ГИС может быть получена достаточно легко. Проницаемые горизонты хорошо выделяются по диаграммам ПС, микрозондов, БКЗ, кавернометрии.

Методика Г.С. Морозова основана на предположении о наличии зависимости между содержанием связанной воды (*Кво*) и проницаемостью. При этом делается допущение, что содержание остаточной воды пропорционально удельной поверхности пор. *Кво* полагается равным *Кв*, который определяют по величине $P_н$ в нефтенасыщенной части пласта. Далее используют экспериментально построенную зависимость $P_н$, где $P_н$ определяют по каротажу, а *Кпр* – по лабораторным исследованиям керна[5,20].

Методика Шлюмберже основана на связи проницаемости с пористостью, формой зерен и содержанием остаточной воды. Фирмой Шлюмберже предложена эмпирическая формула:

$$k_{пр}^{1/2} = 250\frac{K_n^3}{K_{во}}$$

По этой формуле рассчитаны и графики (рис. 3.49), по которым можно определить проницаемость коллектора, зная его пористость и остаточную водонасыщенность. Определение *Кпр* и других свойств пластов по каротажу имеет и свои преимущества, такие, как оперативность определений, большая представительность и большая детальность результатов, возможность бурения без отбора керна.

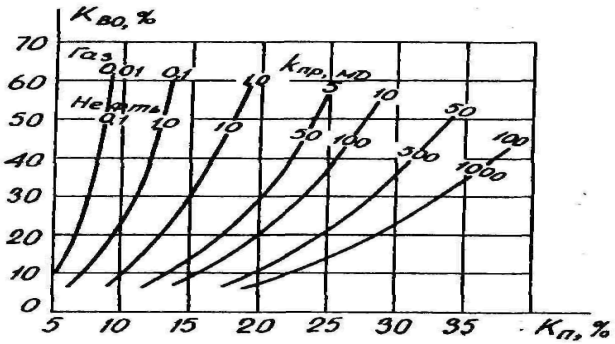


Рис. 3.49. Зависимость проницаемости коллекторов от их пористости и $K_{во}$

На рис. 3.50–3.51 показаны связи коэффициентов открытой пористости и проницаемости.

Для определения коэффициента проницаемости песчано-глинистых пород на месторождении Кумколь используется эмпирическая зависимость, установленная для месторождения и выраженная формулами:

$$K_{ПР(МЕЛ)} = 10\frac{K_{П}^{АК} - 16.5}{3.5}, \quad K_{ПР(ЮРА)} = 10\frac{K_{П}^{АК} - 14}{4.3}$$

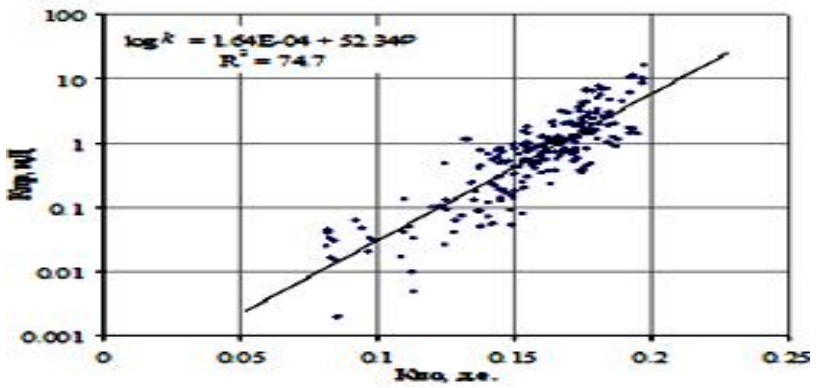


Рис. 3.50. Типичная форма связи коэффициентов пористости и Проницаемости

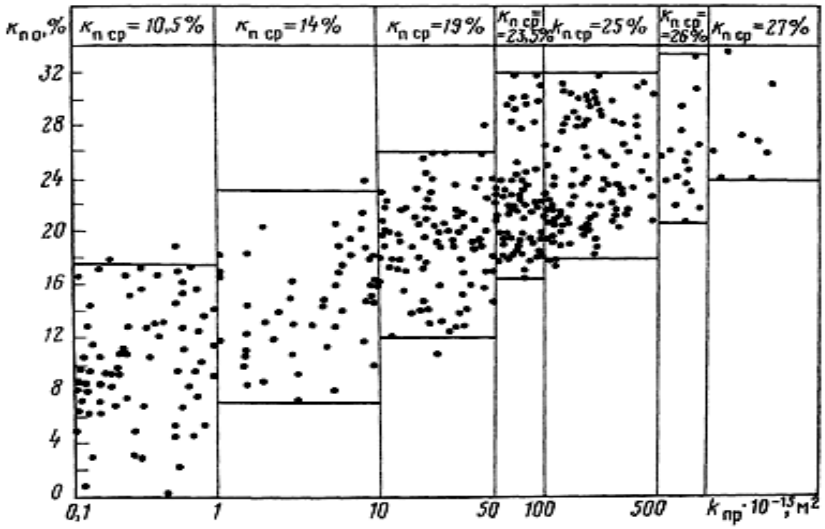


Рис. 3.51. Соотношение между проницаемостью и открытой пористостью

Зависимость для определения коэффициентов проницаемости по диаграммам ПС приведена на рис. 3.52.

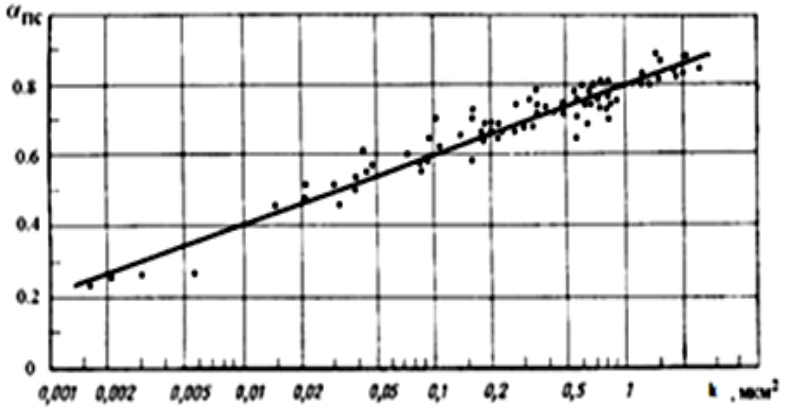


Рис. 3.52. Зависимость для определения $K_{пр}$ по диаграммам ПС

ЗАДАЧИ

1. По предложенной преподавателем скважине провести обработку диаграмм ПС, ГК с целью определения глинистости.

2. По скважине определить *Кп* по диаграммам электрокаротажа (рис. 2, 6, 8, 21 приложения А).

3. Разрез представлен терригенными отложениями. По данным акустического метода на рис. 1 приложения А определите пористость. коллекторов,интервальное время в жидкости 620 мкс/м, в скелете горной породы 165 мкс/м .

4. По предложенной преподавателем скважине провести обработку диаграмм радиоактивного каротажа с целью количественной интерпретации (рис. 8, 11, 14, 16 приложения А).

5. Проведите литологическое расчленение терригенного разреза, выделите коллекторы по данным ГИС (рис. 4–11 приложения А). Определите пористость продуктивного пласта.

6. Определите пористость неглинистых средне сцементированных гидрофильных песчаников терригенного межзернового коллектора по УЭС полностью промытой зоны водонасыщенной части пласта по данным таблицы 3.6.

7. Рассчитайте сопротивление полностью промытой части этого коллектора в случае присутствия в нем глинистого мате-

риала. Заполните таблицу для пластов с температурой 40–45°. Сделайте вывод о влиянии рассеянной глинистости на величину удельного электрического сопротивления коллекторов.

8. Выполните необходимые расчеты по определению величин пористости, проницаемости и нефтенасыщенности коллекторов, представленных среднесцементированными продуктивными неглинистыми песчаниками *Сгл* <2,0 %). Заполните табл. 3.7.

Таблица 3.6

Вариант	$C_{гл} < 1,5\%$				Кп, %	Характеристики коллектора с рассеянной глинистостью		
	$\rho_{пп\ вп}$ Ом.м	$\rho_{р}$, Ом.м	$\rho_{ф}$ Ом.м	$P_{п}$		$C_{гл}$, %	$П_{п} = f(C_{гл}, \rho_{в})$	$\rho_{пп,\ вп}$, Ом.м
1	5,3	0,48				5,0		
2	7,5	0,9				5,0		
3	10,5	1,0				5,0		
4	14,5	1,0				5,0		
5	24,0	2,4				10,0		
6	25,0	1,0				5,5		
7	20,0	2,0				12,0		
8	10,0	0,6				5,0		

Таблица 3.7

Вариант	$\rho_{нп}$ Ом.м	$C_{в}$	t°C пласта	$\rho_{в}$, Ом.м	Кн, %	Рн	$P_{П}$	Кп,%	Кпр, мД
1	15	5,0н	40		?			25	?
2	310	5,0н	40		80			?	?
3	7,5	4,5н	35		?			18	?
4	95	4,5н	35		70			?	?
5	9,0	30г/л	60		?			24	?
6	70,5	30г/л	60		85			?	?
7	45,0	30г/л	70		?			26	?
8	6,0	25 г/л	70		65			?	?
9	12,0	1,85н	120		?			16	?
1	15,0	1,85н	120		80			?	?

9. Результаты какого из приведенных методов ГИС на рис. 9–11 приложения А могут быть использованы для определения Кп? Существует ли возможность количественной оценки насыщенности коллекторов углеводородов по результатам проведенных исследований?

10. Используя комплексные палетки (рис. 3.53)[22] определите литологический состав и коэффициент пористости по предложенным диаграммам.

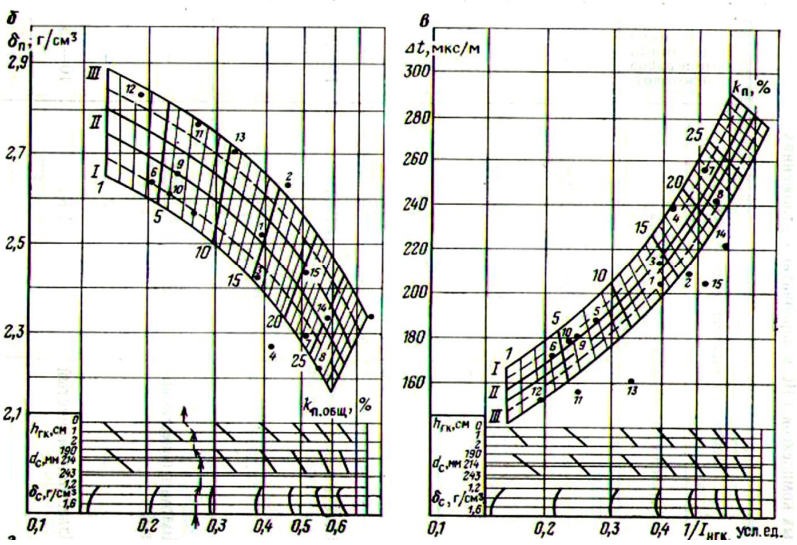


Рис. 3.53. Комплексные палетки интерпретации диаграмм АК-НГК-ГГК-П

Контрольные вопросы:

1. Методика определения глинистости пород по диаграммам ПС.
2. Методика определения глинистости пород по диаграммам ГК.
3. Дайте определение коэффициенту пористости.
4. Дайте определение коэффициенту глинистости.

5. Методики определения $K_п$ по диаграммам КС.

6. Методика определения $K_п$ по диаграммам НГК

7. Методика определения $K_п$ по диаграммам АК**,** формулы среднего времени для чистого и глинистого коллекторов.

8. Методика определения $K_п$ по диаграммам ГГК-П.

9. Напишите уравнение среднего времени.

10. Дайте определение коэффициенту пористости.

3.4.4. Определение коэффициента нефтенасыщенности и характера насыщения пород коллекторов

Насыщенность пород – это доля объема пор породы, занятая жидкостью. Водонасыщенность является долей пор, объем которых содержит пластовую воду. Если в порах существует только вода, порода является водонасыщенной на 100 %. Символ для насыщенности - S, чтобы обозначить насыщенность специфических жидкостей используются различные индексы (S_W для водонасыщенности, S_O для нефтенасыщенности, S_h для насыщенности углеводородами).

Нефте- или газонасыщенность – доля объема пор, содержащая нефть или газ. Поры обычно насыщены какой-то жидкостью. Таким образом, сумма всех насыщенностей в данной породе должна быть равной 100 %. Хотя бывают редкие случаи насыщения другими флюидами – углекислым газом или просто воздухом. Если водонасыщенность меньше 100 %, это означает наличие насыщенности углеводородами, равной 100 % – минус водонасыщенность (или $1 – S_W$).

Водонасыщенность пород может изменяться от 100 % до весьма малого значению, но редко когда она равна нулю. Независимо от того, насколько "богата" нефтью или газом залежь, всегда в породе будет небольшое количество капиллярной воды, которая не может быть замещена нефтью, эта водонасыщенность называется непреодолимой или остаточной[7,10].

Точно так же из нефтеносной или газоносной породы залежи невозможно вытеснить все углеводороды закачиваемыми жидкостями или методами восстановления пласта. Часть угле-

водородов остается захваченной в порах; эта насыщенность углеводородами называется остаточной нефегазонасыщенностью.

В залежи, которая содержит воду в нижней части и нефть в верхней, нет четко установленной границы между ними, а есть более или менее постепенный переход от 100 % воды к нефти. Если нефтеносный интервал достаточно мощный, водонасыщенность в нем имеет минимальное значение, соответствующее остаточной водонасыщенности $S_{ИЛ}$, т. к. из-за капиллярных сил, некоторая часть воды смачивает зерна породы и не может быть перемещена. Породы с остаточной водонасыщенностью будут содержать свободные от воды подвижные углеводороды. В пределах интервала перехода некоторая часть воды будет добыта с нефтью в количествах, увеличивающихся с увеличением $S_{И}$. Ниже интервала перехода, водонасыщенность равна 100 %. Вообще, более низкая проницаемость залежи свидетельствует о более длинном переходном интервале. Наоборот, если интервал перехода короток, проницаемость будет высока. Распределение газа, нефти и воды показано на рис. 3.54.

Оценка насыщенности коллекторов, определение положения контактов.

Согласно технической инструкции, при оценке насыщенности пластов-коллекторов решаются следующие задачи:

- разделение пластов-коллекторов в пределах перспективного интервала на водоносные и нефтегазоносные (продуктивные);
- разделение продуктивных коллекторов на газоносные и нефтеносные;
- выделение переходной зоны, если в подошве пласта-коллектора имеется водоносная часть;
- качественная оценка остаточной нефти в газонасыщенных и водонасыщенных коллекторах (если это возможно).

При решении этих задач используют все доступные методы и методики выделения и оценки продуктивных коллекторов: газовый каротаж и люминисцентно-битуминологический анализ шлама и керна, кривые различных видов каротажа (СП, БКЗ, БК, ГК, НГК, ИК и др.), данные по опробованию пластов приборами на каротажном кабеле[30]. Под действием гравитационных сил нефть собирается в верхней части пласта, вода в нижней. Переход от нефтенасыщенного пласта к водонасыщенному происхо-

дит не резко, а постепенно на некотором интервале по вертикали, называемом переходной зоной.

Насыщенность пласта флюидом: отношение объема, который занимает конкретный флюид в поровом пространстве коллектора, к объему других флюидов. Насыщенность флюидами порового пространства пласта пористой породы всегда составляет 100%. Если поровое пространство наполовину заполнено нефтью и наполовину водой, то нефтенасыщенность породы составляет 50% (S_0) и водонасыщенность также 50% (S_w).

S_w - водонасыщенность (процентное содержание воды в пластовом флюиде)
S_o - нефтенасыщенность (процентное содержание нефти в пластовом флюиде)
S_g - газонасыщенность (процентное содержание газа в пластовом флюиде)

Плотность флюида: определяет положение различных флюидов в пласте. Газ обладает наименьшей плотностью (самый легкий), затем идет нефть и далее вода с наибольшей плотностью (самая тяжелая).

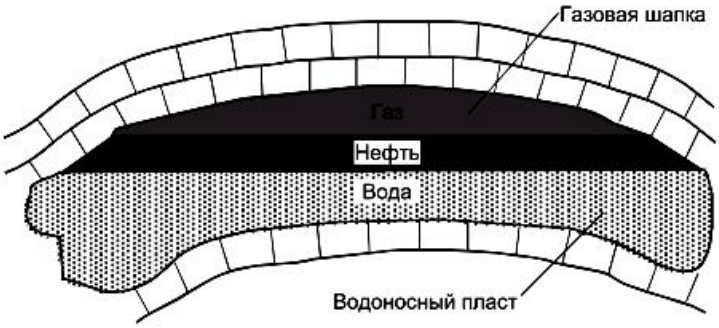


Рис. 3.54. Распределение газа, нефти и воды в коллекторе

За условный ВНК принимают такой уровень в переходной зоне, выше которого пласт способен отдавать нефть. Определить положение ВНК можно по данным КС, нейтронных методов или акустическому каротажу (по коэффициенту затухания)

Газоводяной контакт (ГВК) также не является резким, однако мощность переходной зоны здесь много меньше, чем в ВНК. Газонефтяной контакт (ГНК) обычно резкий. ГНК устанавливается по данным нейтронных методов НГК и ИННК[18].

Для исключения факторов, влияющих на УЭС нефтегазоносных пород (минерализация воды, пористость, структура пор), вместо УЭС породы удобно рассматривать отношение со-

противления нефтеносного или газоносного пласта к УЭС того же пласта при 100 % его насыщении пластовой водой. Это отношение называется параметром насыщения или коэффициентом увеличения сопротивления. Он показывает, во сколько раз нефть и газ увеличивают сопротивление водоносного пласта.



Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Принятая методика определения коэффициента нефтегазонасыщенности Кнг однородных пластов рассчитана для условий, когда свойства пластовой воды не изменяются по высоте залежи и площади месторождения. В этом случае влияние пластовой воды на продуктивные пласты исключается при использовании параметров: относительного сопротивления $P=p_{вп}/p_в$, коэффициента увеличения сопротивления $Pн=p_п/p_{вп}$ и относительного увеличения сопротивления $P_о=p_п/p_в$, функционально связанных с коэффициентами пористости $К_п$, водонасыщенности $К_в$ и объемной влажностью.

Величину $К_в$ находят по следующей схеме:

-определяют значение $p_п$ по данным метода сопротивлений;

- используя величину $К_п$, установленную по данным одного из методов пористости ГИС, находят по связи: $Р_п=f\ (К_п)$;

-рассчитывают отношение $Р_н=р_п/р_{вп}$ и по зависимости $Р_н=f(К_в)$ находят величину $К_в$;

- зная $К_в$, рассчитывают $К_н$, $К_г$ или $Кнг$ по формуле $К_в=1-Кнг$.

На этапах оперативной интерпретации и оперативного подсчета запасов допускается использование обобщающих зависимостей вида $Р_п=f(К_п)$ и $Р_н=f(К_в)$ для определенных комплексов и районов.

При сводной интерпретации материалов ГИС требуется уточнить эти зависимости на конкретном фактическом материале. Трудности, возникающие при практическом использовании этой зависимости, связаны с достоверностью определения величины $p_п$. Для тонких (h<2 м) и слоистых (неоднородных) пластов, для которых не удается надежно определить величину $p_п$, значение $К_{нг}$ не рассчитывается.

К слоистым относятся пласты, сложенные чередованием тонких (менее 1 м) прослоев коллекторов и неколлекторов. При толщине прослоев менее 0,4 м слоистость пласта не обнаруживается на кривых электрического каротажа и в таком случае модель коллектора устанавливается по результатам исследования керна.

Коэффициент нефтегазонасыщенности ($К_{НГ}$) определяется отношением объема пор, занятых нефтью или газом, ко всему объему порового пространства породы. В редко встречающихся гидрофобных коллекторах, в которых пленки нефти обволакивают минеральные зерна породы, $К_{НГ}=1$. В повсеместно распространенных частично гидрофобных и гидрофильных коллекторах, в которых зерна породы частично или полностью смачиваются водой, $К_{НГ}<1$. Остальную часть порового пространства занимает пластовая вода остаточная, которая по степени физической связи с частицами породы подразделяется на прочносвязанную, распределенную мономолекулярным слоем на поверхности частиц, рыхлосвязанную, адсорбированную на поверхности частиц в виде нескольких молекулярных слоев, и подвижную, находящуюся в виде отдельных капель. Относительное содержание в порах физически связанной воды характеризуется коэффициентом Кво, подвижной воды *Кв* подв.Коэффициент водонасыщенности равен [18] :

$$К_В = Кво + Кв\ подв.$$

Для гидрофильных и частично гидрофобных коллекторов справедливо равенство: $К_{НГ}+К_В=1$.

В зоне предельной нефтегазонасыщенности подвижная вода отсутствует и $К_В=Кво$. В чистых и слабоглинистых коллекторах при $Кво<25$ % остаточная вода прочно связана; в полимиктовых и глинистых коллекторах при 25 %$<Кво<$55 % она прочно и рыхло связана. В переходных зонах нефтяных и газовых залежей присутствует остаточная и подвижная вода. Минерализация подвижной воды может отличаться от минерализации остаточной, что наблюдается в диапазоне невысоких (менее 60г/л) минерализаций, или быть равной ей.

При вытеснении нефти из пласта водой в нем остается часть нефти, которая не вытесняется даже при многократной промывке породы водой. Отношение объема остаточной нефти к объему порового пространства представляет коэффициент остаточной нефтенасыщенности *(Кно*).

Коэффициент водонасыщенности породы определяют по материалам электрических (БК, МБК, БКЗ) и электромагнитных (ИК) видов ГИС. Это основной способ нахождения $К_В$ и соответственно $К_{НГ}$. Определение КНГ по электрическим методам возможно при высокой минерализации пластовых вод. В отложениях с пресными или низкоминерализованными пластовыми водами ($Св<30$ г/л) используется ИК.

В нефтегазонасыщенных залежах по значению $К_В$ определяют коэффициент нефтегазонасыщенности ($К_{НГ}$); раздельное определение *Кг* и *Кн* по материалам электрических и электромагнитных видов ГИС не достигается.

Основной способ определения насыщения пород по зависимостям**:**

$$Рп=f(К_П),\ Рн=f(К_В);\ Рп= а/К_П^m,$$

где *Рп* – параметр пористости или относительное электрическое сопротивление, *а* – некоторая постоянная; *m* – так называемый структурный коэффициент, характеризующий структуру порового пространства.

Величина *a* чаще всего принимается равной 1 (0,4–1), а значение *m* колеблется от 1,3 (для песков) до 2,4 (для песчаников).

Таким образом мы можем рассчитать сопротивление пласта, как если бы он был на 100 % насыщен водой с сопротивлением $\rho_в$: $\rho_{вп} = \rho_в * a/K_П^m$.

Поскольку нефть и газ практически не проводят электрический ток, удельное сопротивление нефтегазоносной породы $\rho_{нп}$ возрастает в $P_н$ раз, по сравнению с ее удельным сопротивлением при полной водонасыщенности $\rho_{вп}$: $P_н=\rho_{нп}/\rho_{вп}$, $P_н$ – параметр насыщения. Он связан с коэффициентом водонасыщенности соотношением:

$$P_н=b/K_B^n,$$

где *b* и *n* – эмпирические постоянные, величины которых зависят от структуры порового пространства, глинистости пород и избирательной смачиваемости поверхности пор водой и углеводородами. Для чистых межзерновых гидрофильных коллекторов n =1,8-2, для глинистых гидрофильных коллекторов $n<1,6$, причем чем выше глинистость, тем n меньше. Для частично гидрофобных межзерновых коллекторов, часть поверхности пор которых смачивается УВ, $n>2$, и достигает значений 3–10, чем больше степень гидрофобизации поверхности, тем *n* выше. Таким образом, решая систему уравнений, относительно K_B получаем:

$$K_B=(b/(\rho_{нп}/\rho_{вп}))\text{^}(1/n), \quad K_{НГ}=1-K_B.$$

Величина K_B зависящая от степени насыщенности порового пространства углеводородами, для определенного типа коллекторов изменяется в ограниченном диапазоне $1>K_B>K_Bсв$, где $K_Bсв$ соответствует минимальной, неснижаемой для данного коллектора водонасыщенности, когда вся вода в порах является связанной. Значение $K_B=K_Bсв$ соответствует предельно нефте- или газонасыщенному коллектору, когда значение $K_{НГ}$ становится максимальным для данной породы. От литологии породы зависит $K_{Bсв}$ и возрастает с увеличением глинистости и уменьшением среднего радиуса пор и проницаемости коллекторов. Полностью водонасыщенному коллектору соответствует $K_B=1$. Промежуточные значения K_B характеризуют такие водонасыщения порового пространства, при которых из коллектора может быть получена чис-

тая нефть или газ, УВ+вода и вода. Граничные значения отделяющие зоны соответственно однофазного или двухфазного течений жидкостей в порах определяются для каждого месторождения (залежи) и каждого горизонта в процессе обобщения результатов испытаний, данных ГИС, и керновых данных.

При определении водо- и нефтегазонасыщенности ($K_В$, $K_{НГ}$) используют петрофизические зависимости полученные на образцах пород изучаемого месторождения (залежи) с учетом конкретных геологических условий.

На рис. 3.55 показано изменение удельного электрического сопротивления в радиальном направлении и изменение коэффициента нефтегазонасыщенности для водонасыщенного и нефтенасыщенного коллекторов[10].

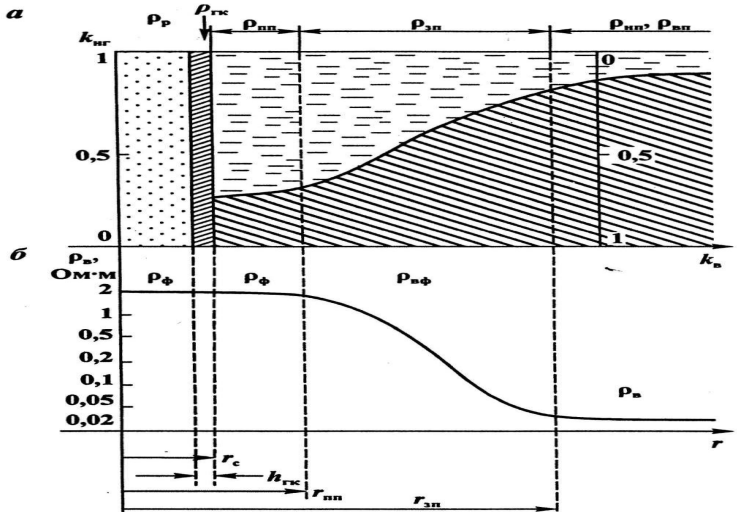


Рис. 3.55. Изменение $\rho_К$ и $К_{нг}$ в радиальном направлении

Определить положение ВНК можно по данным КС, нейтронных методов или акустическому каротажу (по коэффициенту затухания).

Газоводяной контакт (ГВК) также не является резким, однако мощность переходной зоны здесь много меньше, чем в ВНК. Газо-

нефтяной контакт (ГНК) обычно резкий. ГНК устанавливается по данным нейтронных методов НГК и ИНК. Переход от нефтенасыщенного пласта к водонасыщенному происходит не резко, а постепенно на некотором интервале по вертикали, называемом переходной зоной. В пределах этой зоны *Кнг* меняется от 0 до наибольшего значения $(0 \le K_{нг} \le 1 - K_{во})$, а *Кв* – от 1 до Кво $(1 \le K_в \le K_{во})$.

Вместе с водонасыщенностью изменяется и УЭС пласта – от $\rho_{вп}$ до $\rho_{нп}$ (рис. 3.57). Переходная зона имеет в зависимости от состава пласта, свойств нефти и пластовых вод протяженность по вертикали от 1 до 20 м[6].

Обычно полагают, что нефтенасыщенная и водонасыщенная части пласта разделены некоторой условной поверхностью, называемой водонефтяным контактом (ВНК). На рис. 3.56 приведены зависимости для определения характера насыщения коллекторов[18].

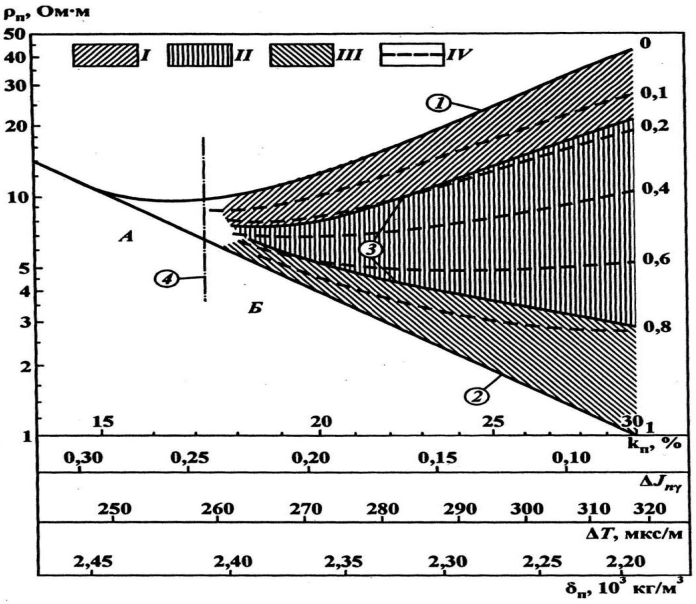


Рис. 3.56. Зависимость для оценки характера насыщения:
1 – нефть, 2 – вода, 3 – нефть+ вода , 4 – граница коллектора

При выделении контактов в терригенных и карбонатных межзерновых коллекторах используют один и тот же комплекс ГИС и приемы интерпретации диаграмм. Зависимости для оценки характера насыщения показаны на рис. 3.58 [11,23].

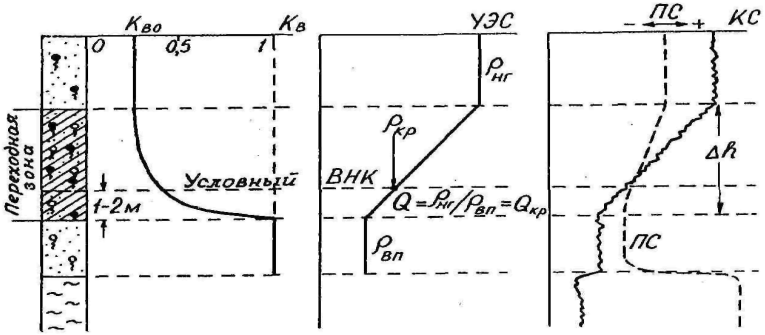


Рис. 3.57. Характеристика переходной зоны

Зависимости для определения коэффициента газонасыщения по нейтронному гамма методу приведены на рис. 3.59–3.60[22].

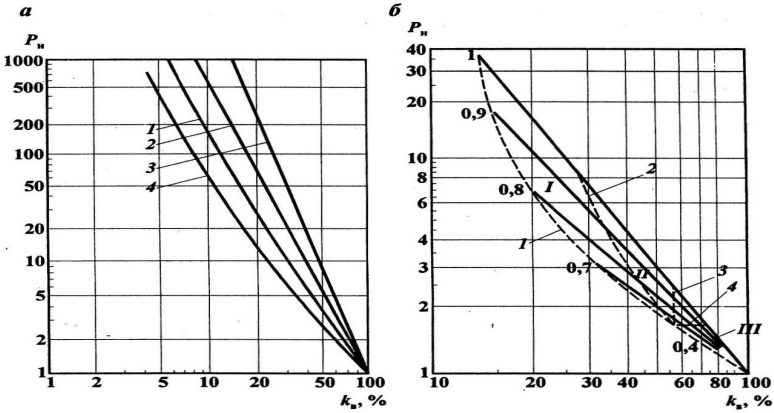


Рис. 3.58. Связь параметра насыщения с коэффициентом $К_В$:
(а) 1 – гидрофильные, 2 – слабогидрофильные, 3 – гидрофобные, 4 – карбонатные породы; (б) 1 – нефть,11 – нефть+ вода, 111 – вода; 0,4–1,0 – показатель глинистости

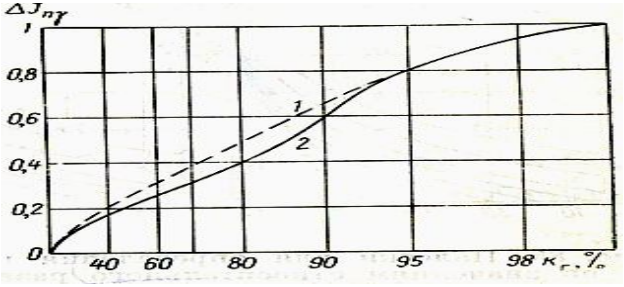


Рис. 3.59. Зависимость *ΔIпγ* от коэффициента газонасыщения (по Алексееву Ф.А., Берману Л.Б., Басину Я.Н. и др): *1 – НГМ-60, 2-НГМ -80 , ΔIпγ = (Iпγ и.пл – Iпγвод.пл.) / (Iпγгаз.пл - Iпγ вод.пл)*

На рис. 3.61 приведен пример определения водонефтяного контакта по комплексу электрических методов. Схематическое изображение ВНК показано на рис. 12 приложения А. В коллекторах со сложным строением порового пространства, чтобы оценить продуктивность отложений, требуется рассматривать результаты комплекса геофизических исследований.

Геофизическая характеристика коллектора при различном характере насыщения породы приведена на рис. 23 приложения А, на рис. 13 показана схема граничных значений *Кг, Кн, Кв* для определения состава флюида в потоке.

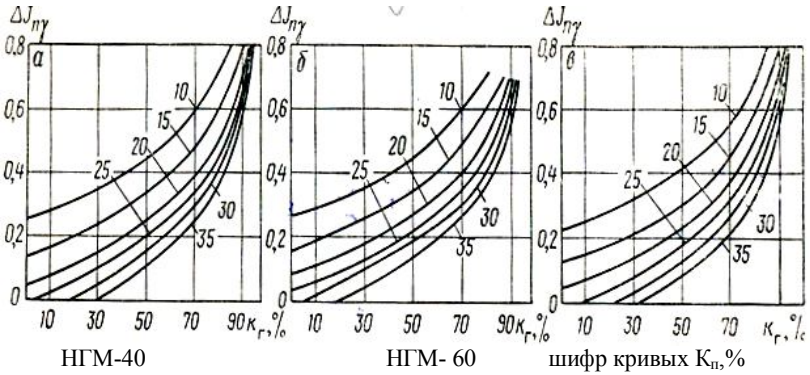


Рис. 3.60. Палетки для определения коэффициента газонасыщения пластов $K_г$ по значениям относительного разностного параметра *ΔIпγ*
ΔIпγ = (Iпγ и.пл – Iпγгл.) / (Iпγ.оп - Iпγгл), Iпγ.оп –
(показания против опорного пласта с $K_п$= 25%, $K_г$=95 %)

В нефтяной залежи при отсутствии переходной зоны нефтенасыщенная часть коллектора граничит непосредственно с водонасыщенной, ВНК совпадает с зеркалом воды и определяется по диаграммам больших зондов БКЗ (с радиусом исследования более 4-х м), индукционного и экранированного зондов, как нижняя граница пласта высокого сопротивления, представленного нефтенасыщенным коллектором. На практике нередки случаи наличия переходных зон от чисто нефтенасыщенной к водонасыщенной части коллектора. Толщина переходной зоны нефтяной или газовой залежи изменяется от минимальной (менее 1 м) до нескольких десятков метров (нефтяные месторождения Западной Сибири).

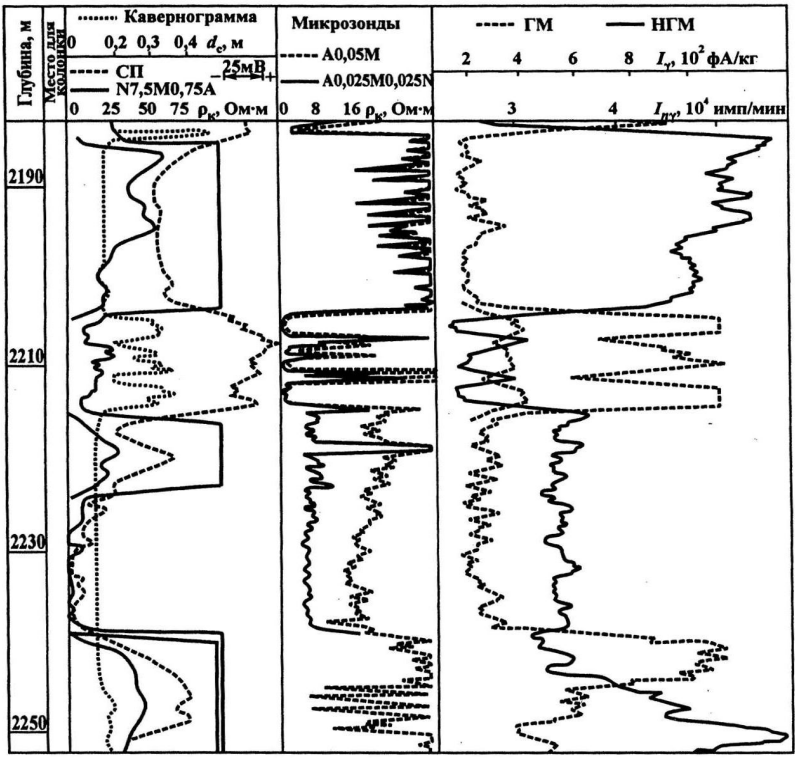


Рис. 3.61. Пример определения положения ВНК по диаграммам КС

Принято считать, что переходная зона отсутствует в гидрофильном суперколлекторе с очень высокой проницаемостью или частично гидрофобном коллекторе с любой проницаемостью. Наличие переходной зоны возможно только в гидрофильных коллекторах. Толщина ее тем больше, чем ниже проницаемость коллектора. Такая трактовка основана на предположении об образовании переходной под действием капиллярных сил. Некоторые исследователи считают, что подобные зоны возникли в результате гравитационного перераспределения нефти и воды при формировании нефтяной залежи.

Определение ГНК. Предпосылкой для выделения газонасыщенной части коллектора по диаграммам нейтронных методов является существенное различие водородосодержания углеводородного газа и нефти[16]. Это создает значительное превышение показаний нейтронных методов в газоносном коллекторе по сравнению с показаниями в нефтяном коллекторе. ГНК определяется как нижняя граница пласта с высокими показаниями НМ, представленного газонасыщенной частью коллектора (рис. 3.62) [18].

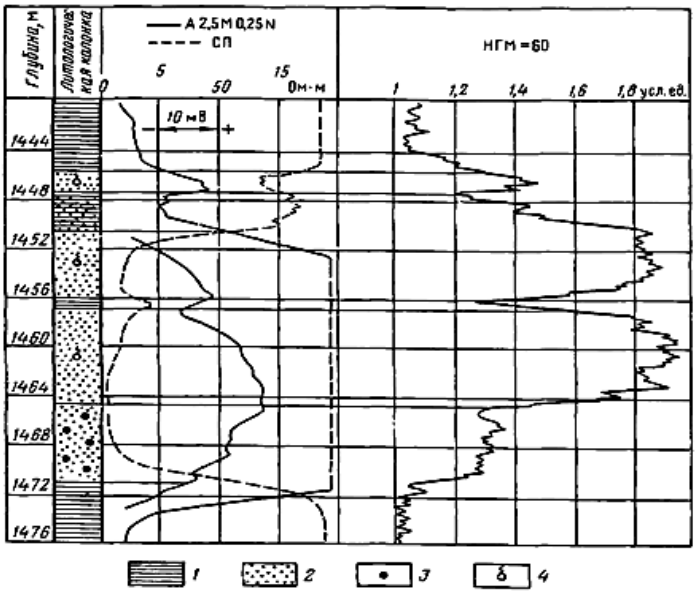


Рис. 3.62. Пример определения газонефтяного контакта по НГК:
1 – аргиллит, 2 – коллектор, 3 – нефть, 4 – газ

При импульсных нейтронных методах горную породу облучают кратковременными (длительностью $\Delta\tau$=1–200 мкс) потоками быстрых нейтронов, следующими через промежутки времени τ. Регистрацию плотности тепловых нейтронов или гамма-квантов радиационного захвата осуществляют через определенный промежуток времени задержки $\tau з$.

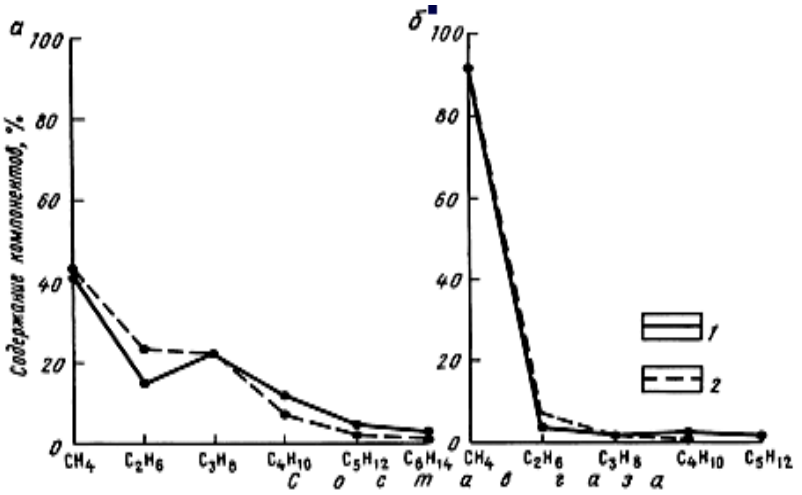
Импульсный режим излучения достигается применением малогабаритных скважинных ускорителей, в которых ионы разгоняются до высоких скоростей в магнитном поле большой напряженности. Бомбардируя специальную мишень, они выбивают быстрые нейтроны, имеющие энергию 14,1 МэВ. Столь высокая энергия обеспечивает глубинность исследования до 60–70 см, что больше, чем при использовании стационарных источников. Кроме того, при отключенном электропитании импульсный источник не излучает и, следовательно, безопасен. Этим не исчерпываются преимущества импульсных методов.

При ИНМ процессы замедления и диффузии происходят, как бы последовательно во времени и могут быть исследованы раздельно в зависимости от времени задержки регистрации. Интенсивность регистрируемого излучения во время замедления (до 102 мкс) характеризует водородосодержание горных пород, во время диффузии (102–104 мкс) концентрацию поглотителей [6,26].

Существенно, что время жизни тепловых нейтронов в скважине меньше, чем в породе, а в пластах, насыщенных минерализованной водой, оно меньше, чем в нефтенасыщенных пластах. Это позволяет, применив соответствующие задержки (более 800 мкс), получить информацию, не зависящую от влияния скважинной жидкости и характеризующую тип порозаполнителя. Определение положения водонефтяного контакта импульсными нейтронными методами возможно при концентрации солей более 30 г/л, в то время как в стационарных методах эта величина не менее 100 г/л. В принципе, ИНМ решают те же задачи, что и стационарные методы, однако эффективность решения выше.

ГНК может быть определен по данным газометрии в процессе бурения. Основным критерием при определении типа за-

лежи может служить качественный состав анализируемых при газовом каротаже газовоздушных смесей. Следует отметить, что в момент проходки газонасыщенных пластов извлеченный из глинистого раствора газ будет состоять преимущественно из метана, при каротаже горизонтов, содержащих нефть, в составе газа должна возрастать роль более тяжелых углеводородов (табл. 3.8,3.9, рис. 3.63–3.65)[18].



Средний состав углеводородных газов из нефтеносного *(а)* и водоносного *(б)* пластов месторождений Башкирии и Татарии:
1 — по пробам, полученным опробователем пласта; *2* — по результатам эксплуатации

Рис. 3.63. Раздельный анализ газа

Из приведенных данных следует, что как в нефтяных, так и в газовых месторождениях компонентный состав газов характеризуется наличием всей гаммы углеводородных газов от метана до гексана включительно. Количественное соотношение отдельных компонентов различно и изменяется в зависимости от типа залежи.

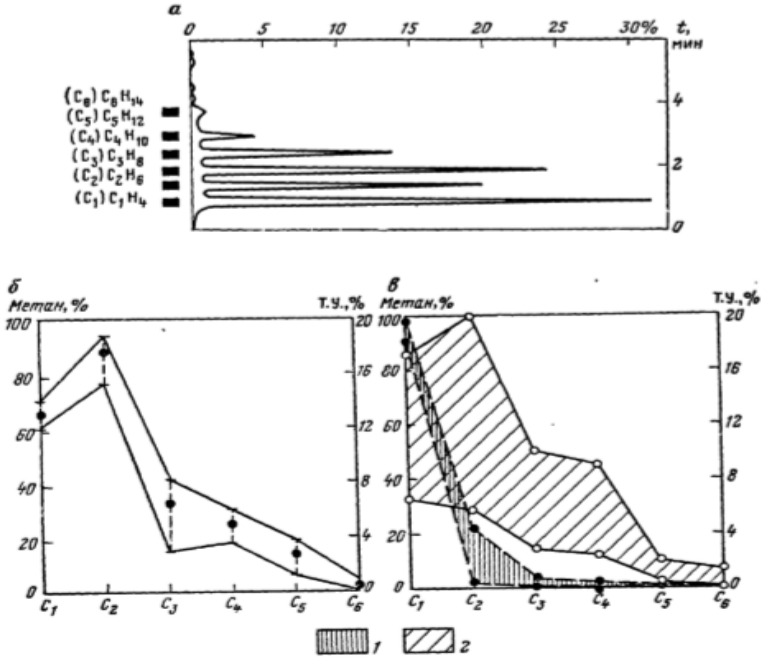


Рис.3.64 Обработка результатов компонентного анализа
а-пример хромотермограммы одиночного анализа,б-график среднего компонентного состава,в-график эталонного компонентного состава газов, 1-газ;2-нефть;ТУ-тяжелые углеводороды

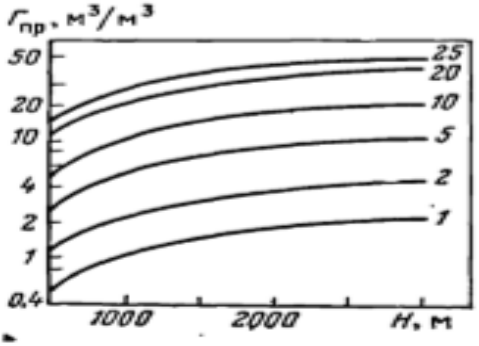


Рис.3.65 Номограмма для определения остаточного нефтегазосодержания.

Таблица 3.8

Количественная оценка битумов

Форма люминисцирующего участка	Характеристика люминисцирующего участка	Балл
	Точки	1
	Тонкое рваное кольцо	2
	Тонкое сплошное кольцо	3
	Неровное пятно, толстое кольцо	4
	Ровное пятно	5

Таблица 3.9

Характеристика типов газа и углеродный состав

Тип газа по условиям его нахождения	Генетический тип газа, условия его нахождения в природе, физико-химическая характеристика	Углеводородный состав, %
Газы земной поверхности: Газы почвы; Болотные, торфяные и другие газы поверхностных отложений.	Биохимического происхождения. В свободном состоянии, сорбированные породой, растворенные в воде.	CH_4-100; иногда встречаются примеси более тяжелых углеводородов с концентрацией 10^{-2}-10^{-3}
Газы газовых месторождений	1. Газы образовались в глубинных газоматеринских породах. Газовые залежи генетически не связаны с нефтью и распространены в районах отсутствия или незначительной нефтеносности. 2. Газы генетически связаны с нефтью. Газовые залежи расположены в районах развития нефтеносности и представлены отдельными залежами или газовыми шапками в пределах нефтяных залежей.	CH_4-98,9-87,7; C_2H_6 – 4 -2; C_3H_8 –1,9-0,9; C_4H_{10} –0,95-0,32; C_5H_{12} –0,78-0,2

Газ, растворенный в нефти	Нефтяная залежь полностью насыщена газом Рпл/Рнас=1	CH_4-90-82, ΣC_nH_{2n+2} – 10-18;
	Нефтяная залежь недонасыщена газом Рпл/Рнас=2	CH_4-61-47, ΣC_nH_{2n+2} – 39-53;
	Нефтяная залежь недонасыщена газом Рпл/Рнас=3	CH_4-37-50, ΣC_nH_{2n+2} – 63-50;
	Нефтяная залежь недонасыщена газом Рпл/Рнас=4	CH_4-5-47, ΣC_nH_{2n+2} – 95-63;
Газ, растворенный в воде	1. Пластовые воды контактируют с поверхностными газами биохимиче-ского происхождения	CH_4-100;
	2. Пластовые воды контактируют с газовыми залежами, генетически не связанными с нефтяными залежами;	CH_4-99,9, ΣC_nH_{2n+2} –0,01;
	3. Пластовые воды контактируют с газовыми залежами, генетически связанными с нефтяными залежами;	CH_4-93-98,6, ΣC_nH_{2n+2}–6,2-1,4; CH_4-84-96,5, ΣC_nH_{2n+2}–16-3,5; CH_4-79,6-50,4, ΣC_nH_{2n+2}–20,4-49,6;
	4. Пластовые воды контактируют с нефтяной залежью при Рпл/Рнас=1	CH_4-72-41,7, ΣC_nH_{2n+2} – 38-58,3;
	5. Пластовые воды контактируют с нефтяной залежью при Рпл/Рнас=2	CH_4-71-36, ΣC_nH_{2n+2} – 29-64;
	6. Пластовые воды контактируют с нефтяной залежью при Рпл/Рнас=3	
	7. Пластовые воды контактируют с нефтяной залежью при Рпл/Рнас=4	

Таблица 3.10

Классификации битумоидов

Тип битумоидов	Цвет люминисценции капиллярных вытяжек	Компонентный состав битумоидов
ЛБ Легкий битумоид	Беловато-голубые тона Разной интенсивности	Углеводородные флюиды, не содержащие смол и асфальтенов
МБ Маслянистый битумоид	Белый Голубовато-желтый Беловато-желтый	Нефть и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содерж. или отсутствием асфальтенов
МСБ Маслянисто-смолистый Битумоид	Желтый, оранжевый Оранжево – желтый до светло - коричневого	Нефти и битумоиды с содержанием масел – более 60 %, асфальтенов –1 – 2 %
СБ Смолистый битумоид	Оранжево – коричневый Коричневый Темнокоричневый	Битумоид и нефти с повышенным содержанием асфальтенов 3 – 20 %
САБ Смолисто-асфальтеновый Битумоид	Зеленовато – коричневый Красно – коричневый Черно – коричневый	Битумоид с содержанием асфальтенов – более 20 %

Простейший способ экспресс оценки незнакомого разреза при ограниченном наборе данных ГИС, при отсутствии калибровочных характеристик приборов и петрофизических зависимостей.

Для количественного определения характеристик разреза необходимы данные комплекса методов каротажа: АК, НГК

(ННК), ГК (ПС), КВ, БК (ИК), ГГК и т. д. Но существует обязательный минимум методов, без которого количественная интерпретация не производится. Этот комплекс состоит из:

- АК, НГК (или только один из методов пористости) – для оценки литологии и пористости;
- ГК и ПС – для оценки связанной воды;
- БК, БКЗ, ИК – один из этих методов сопротивления, пригодный для оценки нефтегазонасыщения.

Основные количественные параметры, как продуктивного коллектора, так и непродуктивной части разреза, рассчитываются по формулам:

Кп об (PHIT) = Кп св (PHBW) + Кп в (PHIW) + Кп н (PHIH);

Кп(св)=f(VCL) расчитывается по комплексу ГК-ПС-КВ или в зависимости от условий проведения каротажа и качества кривых по одной из них, или по линейной зависимости Ларионова, можно использовать любую доступную формулу для расчета глинистости при наличии данных.

Кпсв (PHBW) используется как поправка за глинистость (связанную воду);

Кп в (PHIW)= Кп об (PHIT) – Кп н (PHIH), водонасыщенная пористость;

Кп эф (PHIE) = Кп об (PHIT) – Кп св (PHBW), эффективная пористость;

*Кп н (PHIH) = Кп об (PHIT) * Кнг*, нефтенасыщенная пористость;

Кнг = Кп н (PHIH) / Кп об (PHIT) – по общей пористости;

Кнг = Кп н (PHIH) / Кп об (PHIE) – по эффективной пористости;

Кв (SW) = 1 – Кнг.

$$S_w = \left(\frac{a \rho_w}{\phi^m \rho_t} \right)^{1/n}$$

$$K_B^n = \frac{a \cdot \rho_B}{K_П^m \cdot \rho_{НП}}$$

Уравнение записано для чистых (неглинистых) песчаников.

ϕ – пористость (доли), ρ_t – эффективное сопротивление породы, омм, ρ_w –сопротивление пластовой воды, омм, m – коэффициент цементации (1.8–2.1), – параметр насыщения (1.6–2.2), a – *const*=1.

Водонасыщенность нефтеносного пласта вычисляется по уравнению Арчи-Дахнова,

$$S_w = \frac{c}{\phi}\sqrt{\frac{\rho_w}{\rho_t}},$$

где ρ_t – сопротивление продуктивного пласта, ρ_w – сопротивление пластовой воды, с=1 для карбонатов, c=0.9 – для песчаников, при ρ_t =2,3 Омм и ρ_w=0,045 Омм, *S_W= 0,9/0,20*(0,045/2,3)^=0,62, SO=1-S_W=0,38*, при ρ_t =6 Омм и ρ_w=0,05 Омм, *S_W= 0,9/0,20* (0,045/6)^=0,39, SO=1-S_W=0,61*.

ЗАДАЧИ

1. По предложенной преподавателем скважине определите характер насыщения коллекторов, наличие (или отсутствие) флюидальных контактов (рис. 1, 2, 5, 12,22 приложения А).

2. Определите положение контактов по диаграммам ГИС, представленных на рис. 1, 5,15,17 приложения А.

3. Выделите коллекторы,определите их характер насыщения и эффективную толщину по предложенной преподавателем скважине.

4. Результаты интерпретации представить в виде таблицы, привести интервалы выделенных коллекторов, определить их литологию, оценить возможная продуктивность, указать признаки, которыми руководствовался магистрант при геологической интерпретации материалов ГИС

5. Определите положение ВНК по комплексу ГИС (рис. 3.61,3.62, 3.68).

6. Ознакомьтесь с табл. 3.8-3.10, опишите классификации битумов и дайте их качественную и количественную оценки.

7. Сравните УЭС водонасыщенных, нефтенасыщенных пластов по данным таблиц 13–14 приложения А.

8. Определите наличие коллекторов в разрезе скважины, оцените характер их насыщения по сопоставлению сопротивлений по диаграммам БК и МБК.

Таблица 3.11

Результаты расчета УЭС водонасыщенных пластов

Описание коллектора	$\rho_в$,Омм	Кп, %	$P_п$	$\rho_{вп}$, Омм
Среднесцементированные песчаники	0,1	17-23		
Известняки с межзерновой пористостью	0,15	9-18		
Пески и песчаники	0.25	20-32		
Песчаники и алевролиты сцементированные	0,05	5-24		
Песчаники с карбонатным цементом	0,02	16-18		
Среднесцементированные песчаники и алевролиты	0,04	18-26		
Песчаники слабосцементированные	0,03	24-28		

Таблица 3.12

Результаты расчета УЭС нефтенасыщенных пластов

Описание коллектора	$\rho_{вп,\ Омм}$	Кн, %	$P_н$	$\rho_{нп}$, Омм,
Среднесцементированные песчаники	0,7	75-90		
Пески и слабосцементированные песчаники	1,2	70-85		
Среднесцементированные песчаники	0,5-1,0	80-90		

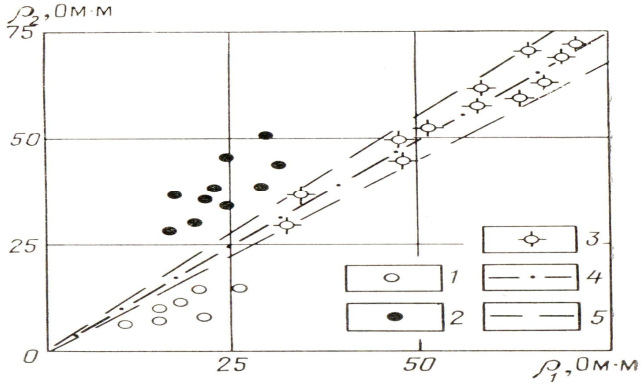


Рис. 3.66. Выделение коллекторов и разделение их по характеру насыщения путем сопоставлением значений ρ_1 (МБК) и ρ_2 (БК):
1 – водоносный; 2 – нефтеносный; 3 – не коллектор;
4 – линия $\rho_1=\rho_2$; 5 – границы зоны неоднозначности

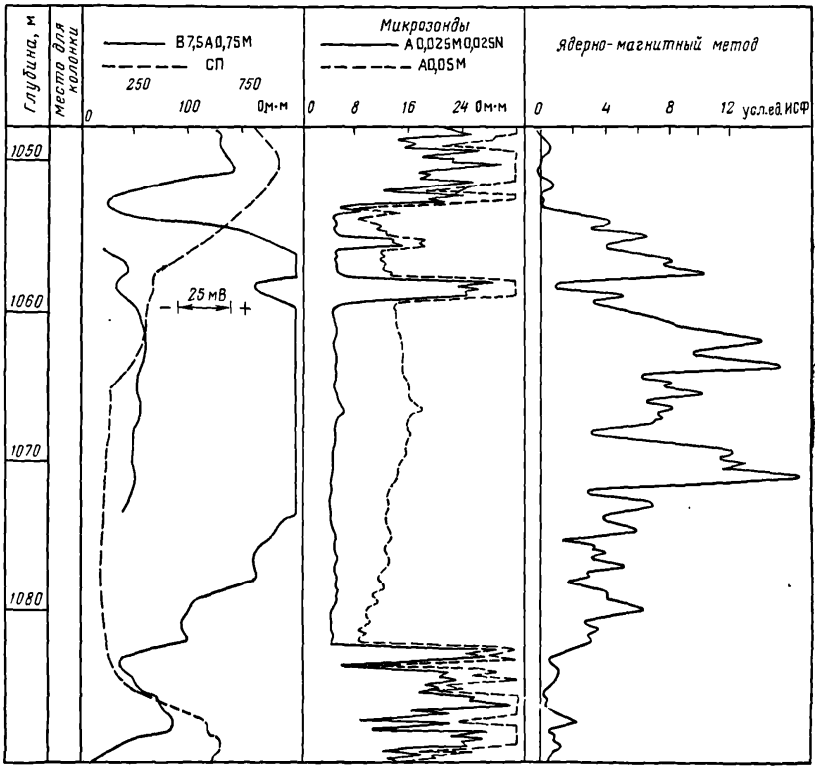


Рис. 3.67. Комплекс ГИС по скважине

Контрольные вопросы:

1. Перечислите методы ГИС для определения положения ВНК и ГВК в коллекторах с межзерновым типом пористости в необсаженной скважине. Дайте физическое обоснование использования предложенных методик для установления ВНК.
2. Коэффициент нефтегазонасыщения *Кнг*, дайте его определение.
3. Методика определения *Кнг* по диаграммам ГИС.
4. Дайте определение параметра нефтегазонасыщения.

5. Что такое переходная зона? Как связана толщина переходной зоны с проницаемостью пласта? Приведите способ определения ВНК и ГВК в коллекторах с высокой вертикальной проницаемостью при наличии переходной зоны.

6. Перечислите способы определения ГНК на этапе разведки месторождения. Приведите физическое обоснование предложенных способов.

7. Использование газового каротажа с целью определения характера насыщения пластов коллекторов.

ГЛАВА 4. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В ЗАКРЫТОМ СТВОЛЕ

4.1. Интерпретация каротажных диаграмм при контроле за разработкой месторождений нефти и газа

Геофизическими методами решаются следующие задачи нефтегазопромысловой геологии и разработки месторождений нефти и газа[31,32].

Задачи общего характера:

1) определение начального положения и наблюдение за перемещением водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов в процессе вытеснения нефти и газа из пласта при заводнении и других способах воздействия на него;

2) наблюдение за перемещением фронта нагнетаемых вод по пласту.

Детальные исследования:

I) изучение геологического строения месторождения;

2) повышение достоверности первичных определений запасов нефти и газа разрабатываемых месторождений (объектов);

3) оценка коэффициентов текущей и конечной нефте- и газонасыщенности и нефте- и газоотдачи пластов;

4) оценка текущих запасов нефти и газа этих месторождений;

5) изучение эксплуатационных характеристик пластов (выделение интервалов притока и приемистости, определение работающих мощностей, продуктивности и пластового давления) разрабатываемых месторождений;

6) контроль за процессами интенсификации притока и приемистости пластов.

Для решения перечисленных задач используется широкий комплекс геофизических методов, включающий методы исследования скважин, вышедших из бурения, и методы, специально разработанные для исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин через лифтовые трубы и по межтрубному пространству малогабаритными приборами. Это потребовало разработки новых геофизических методов, соответствующей аппаратуры и оборудования, создания теории этих методов, их пет-

рофизического обеспечения, техники и методики геофизических исследований эксплуатационных и нагнетательных скважин и методик интерпретации промыслово-геофизических и гидродинамических данных [33, 34].

4.1.1. Современные представления о процессах вытеснения нефти и газа из продуктивных пластов

При разработке месторождений нефти и газа используют энергию начальных (статических) и искусственных (дополнительных) пластовых давлений, под действием которых происходит вытеснение нефти и газа из порового пространства пласта в скважину[35].

Начальное пластовое давление нефтяных месторождений определяется природными силами залежей: напором контурной воды под действием ее массы, напором контурной воды в результате упругого расширения породы и воды, давлением газовой шапки на нефтеносную часть залежи, упругостью выделяющегося из нефти ранее растворенного в ней газа, силой тяжести нефти.

В газовых и газоконденсатных залежах источниками природной энергии являются давление, под которым находится газ в пласте, и напор краевых пластовых вод. Однако природные внутренние виды энергии месторождений углеводородов, особенно нефти, не обеспечивают высокой нефтеотдачи залежей. С целью увеличения нефтеотдачи используют искусственные дополнительные источники энергии путем закачки в продуктивные пласты воды, газа и других реагентов. В настоящее время основным видом искусственного воздействия на нефтеносные пласты является их законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение.

В отличие от нефтяных газовые залежи разрабатываются без искусственного воздействия на продуктивные пласты с использованием природной энергии - газового или упруговодонапорного режима.

Свои особенности имеет разработка газоконденсатных залежей. При отборе из залежей газа с использованием природных режимов пластов забойное давление в скважинах, а затем и пластовое давление падают ниже давления начала конденсации.

В результате сначала в локальных прискважинных зонах, а затем и повсеместно начинаются фазовые переходы – часть конденсата выпадает из газа в виде жидкости, оседает в порах породы и остается в недрах, что обусловливает его потери и снижение коэффициента извлечения конденсата. Поэтому для крупных по запасам газоконденсатных залежей, характеризующихся высоким содержанием конденсата, актуально применение систем разработки, обеспечивающих поддержание пластового давления выше давления начала конденсации. Для этой цели возможно применение методов нагнетания в пласт сухого газа или воды.

Вытеснение нефти водой в настоящее время является основным способом извлечения нефти как при воздействии, так и без воздействия на пласт. Движение жидкости в нефтеносном пласте происходит по чрезвычайно сложной системе разветвленных поровых каналов разнообразных конфигураций и размеров [36].

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

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

При вытеснении нефти водой из неоднородных пластов на нефтеотдачу сильно влияют гидродинамические силы (градиент давления). Предельный градиент давления увеличивается при уменьшении проницаемости. Поэтому с повышением градиента

давления в пласте возрастает число пропластков, вовлекаемых в фильтрацию, т. е. возрастает коэффициент охвата заводнением.

В однородном пласте вытесняющая вода заполняет в первую очередь мелкие поры, а в неоднородном пласте она занимает более проницаемые участки, где преобладают крупные поры. Причина такого различия состоит в том, что в масштабе пор однородного пласта распределение фаз определяется поверхностными силами, а при переслаивании пластов разной проницаемости – силами вязкого сопротивления и силой тяжести. Однако, заполнив высокопроницаемые зоны, вода начинает впитываться в малопроницаемые участки, вытесняя оттуда нефть. Чем медленнее течение вытесняющей воды, тем больше размер участков, в которых устанавливается капиллярное равновесие вследствие впитывания воды, и нефтеотдача стремится к некоторому пределу. Для ньютоновских нефтей существует оптимальная скорость движения вытесняющей воды, при которой нефтеотдача пласта в случае заданного объема прокачанной воды максимальна. Однако при скоростях движения закачиваемой воды, меньших минимальной скорости капиллярной пропитки малопроницаемых зон, нефтеотдача снова снижается за счет ухудшения условий вытеснения в высокопроницаемых участках.

Особая ситуация возникает при вытеснении вязкопластичной (неньютоновской) нефти из пласта. В этом случае нефтеотдача высокопроницаемых зон очень резко возрастает с ростом скорости движения воды. Максимум кривой зависимости нефтеотдачи от скорости воды находится в области реальных скоростей фильтрации, что делает возможным регулирование нефтеотдачи путем изменения скорости вытеснения.

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

ния воды. Исходя из современных представлений о вытеснении нефти водой, в обводняющемся продуктивном пласте при законтурном заводнении выделяют четыре зоны (рис. 4.1).

Первая зона – водоносная часть пласта ниже уровня водонефтяного контакта (ВНК), в ней поровое пространство полностью заполнено водой. Во второй зоне водонасыщенность изменяется от максимальной до значения на фронте вытеснения нефти [37].

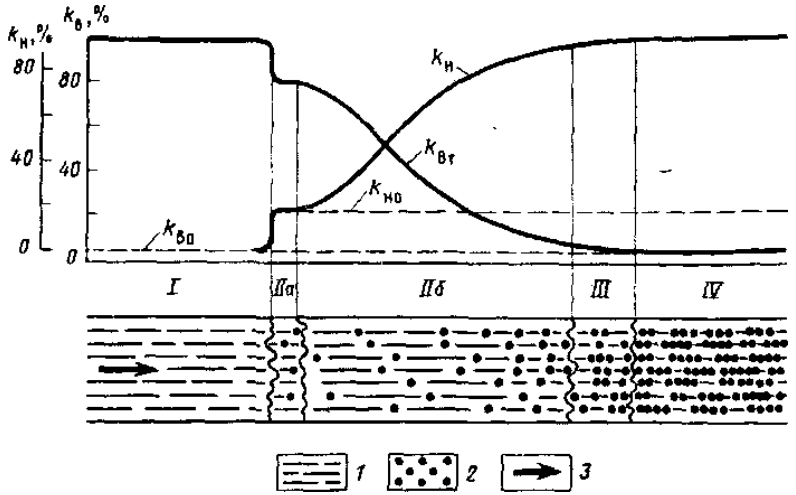


Рис. 4.1. Схема изменения нефте- и водонасыщенности продуктивного пласта при законтурном его заводнении. Характер насыщения порового пространства:
1 – вода, 2 – нефть; 3 – направление движения нагнетаемой воды

Участок *IIа* находится на начальной линии нагнетания воды и характеризуется остаточной нефтенасыщенностью. Участок *IIб* представлен зоной водонефтяной смеси, в которой нефть постепенно вымывается. Третья зона, размер которой может достигать нескольких метров, – переходная от воды к нефти. Ее принято считать стабилизированной. Четвертая зона – невыработанная часть пласта.

При внутриконтурном заводнении продуктивного пласта существуют *II, III* и *IV* зоны. Участок *IIа* расположен непосредственно вокруг нагнетательной скважины.

При разработке газовых месторождений используют в основном природную энергию газового или упруговодонапорного режима. По мере отбора газа из залежей углеводородов происходит снижение среднего пластового давления – более значительными темпами при газовом режиме и менее значительными – при упруговодонапорном. Вследствие этого возрастает превышение геостатического давления над пластовым, что может приводить к заметной деформации пород-коллекторов, особенно в прискважинных зонах, и соответственно к ухудшению коллекторских пород: уменьшению пористости, проницаемости, повышению остаточной водонасыщенности и др. Влияние разработки газовых месторождений на фильтрационно-емкостные свойства разрабатываемых коллекторов до настоящего времени изучено недостаточно и практически не учитывается при интерпретации данных геофизических методов контроля за разработкой месторождений газа [38].

В случае эксплуатации газовых залежей в условиях упруговодонапорного режима или искусственного заводнения конечная газоотдача продуктивного пласта определяется не только конечным пластовым давлением, но и эффективностью вытеснения газа водой из пористой среды.

По мнению большинства исследований, газ вытесняется водой из порового пространства коллектора в основном под влиянием капиллярных сил породы (капиллярная пропитка водой); при этом практически не происходит поршневого вытеснения газа водой.

Экспериментально на образцах керна при моделировании вытеснения газа водой было установлено, что для низкой скорости закачки воды фронт вытеснения (зона резкого увеличения водонасыщенности от начальной) отсутствует. При этом водонасыщенность образца по мере поступления в него новых порций воды постепенно увеличивается по его длине и вблизи выхода лишь на несколько процентов меньше, чем у входа. В случаях высоких скоростей закачки воды формируется четкий фронт вытеснения. Видимо, в первом случае скорость вытеснения в течение всего опыта была ниже скорости капиллярной пропитки, а во втором – превышала его.

Скорости капиллярной пропитки газоносных коллекторов колеблются от 0,06 до 8,24 м/сут и выше. Максимальные скорости

пропитки значительно превосходят известные в практике разработки газовых месторождений скорости продвижения контакта газ – вода. Например, по промысловым данным, максимальная скорость продвижения пластовой контурной воды на газоконденсатных месторождениях Краснодарского края составила 1,75 м/сут.

Вытеснение газа водой не обеспечивает его полного извлечения из пласта. Газ, остающийся за фронтом вытеснения, может находиться в двух качественно различных состояниях: защемленным в порах пласта (микрозащемление) и блокированным в отдельных целиках (макрозащемление). Макрозащемление газа происходит вследствие неравномерной пропитки различных участков пласта из-за его макронеоднородности.

Таким образом, изменение газонасыщенности во времени эксплуатации продуктивного пласта определяется скоростью вытеснения газа водой и его фильтрационно-емкостными свойствами.

В связи с вышесказанным, петрофизические характеристики продуктивных коллекторов претерпевают значительные изменения и не являются постоянными в период разработки залежей углеводородов. Они существенно отличаются от физических свойств горных пород, установленных для первоначального статического состояния продуктивных коллекторов. Эти отличия петрофизических характеристик пород-коллекторов в их статическом и динамическом состояниях обусловлены при разработке залежи рядом причин:

1) изменением соотношения нефти, газа и воды в поровом пространстве коллектора за счет появления свободной нагнетаемой воды;

2) непостоянством минерализации остаточной и свободной воды при нагнетании в пласт пресных вод;

3) изменением характера распределения остаточной воды в порах;

4) появлением новых физико-химических процессов, связанных с набуханием глинистых минералов и дополнительным формированием двойных электрических слоев на поверхностях раздела твердых и жидких сред при нагнетации пресных вод;

5) изменением температуры пластов в процессе их эксплуатации и др.

4.1.2. Исследование процесса вытеснения нефти в пласте

В прцессе исследования вытеснения нефти в пласте решаются следующие задачи:

1 определение первоначального положения внк, ГВК и ГНК;

2 контроль за перемещением водонефтяного контакта (ВНК) и контуров нефтеносности;

3 контроль за продвижением фронта закачиваемых вод (ФЗВ);

4 определение текущей и остаточной нефтенасыщенности;

5 контроль за перемещением газонефтяного контакта и определение газонасыщенности пласта.

Под действием гравитационных сил нефть собирается в верхней части пласта, вода – в нижней. Переход от нефтенасыщенного пласта к водонасыщенному происходит не резко, а постепенно на некотором интервале по вертикали, называемом переходной зоной. В пределах этой зоны *Кнг* меняется от 0 до наибольшего значения $(0 \le K_{нг} \le 1 - K_{во})$, а *Кв* – от 1 до *Кво* $(1 \le K_{в} \le K_{во})$ Вместе с водонасыщенностью изменяется и УЭС пласта – от уровня *рт* до уровня *рнг*, как это показано на рис. 4.1. Переходная зона имеет в зависимости от состава пласта, свойств нефти и пластовых вод протяженность по вертикали от 1 до 20 м [18,39].

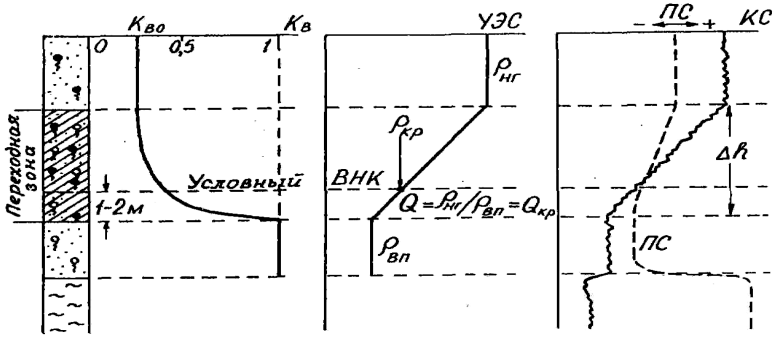


Рис. 4.1. Строение водонефтяного контакта и определение его положения по данным методов КС и ПС [18]

Обычно полагают, что нефтенасыщенная и водонасыщенная части пласта разделены некоторой условной поверхностью, *называемой водонефтяным контактом (ВНК).*

За условный ВНК принимают такой уровень в переходной зоне, выше которого пласт способен отдавать нефть. Удельное сопротивление пласта на этом уровне соответствует критическому значению коэффициента увеличения сопротивления *QKp*. Для большинства месторождений этот уровень располагается выше подошвы переходной зоны на 1,0–1,5 м. Знать же положение ВНК необходимо для правильной перфорации, для определения эффективной мощности пластов и подсчета запасов месторождения[14].

Определить положение ВНК можно по данным КС, нейтронных методов или по акустическому каротажу (по коэффициенту затухания).

Газоводяной контакт (ГВК) также не является резким, однако мощность переходной зоны здесь много меньше, чем в ВНК. Методика определения ГВК аналогична отбивке ВНК. Кроме того, здесь можно применить и нейтронные методы, поскольку водородосодержание в газонасыщенной части пласта во много раз меньше, чем в водонасыщенной.

Газонефтяной контакт (ГНК) обычно резкий. Установить местоположение ГНК по электрическому каротажу не удается, поскольку сопротивление газонасыщенных и нефтенасыщенных пластов примерно одинаковое.

Положение ВНК, ГВК, ГНК устанавливается комплексом промыслово-геофизических методов[39]:

- в необсаженных скважинах – главным образом методами сопротивления, реже методами радиометрии;
- в обсаженных скважинах в основном методами радиометрии и отчасти термометрии.

Установление и контроль положения текущего ВНК выполняется надежно в терригенных коллекторах с $k_п$>15 % при минерализации законтурной воды $c_в$>100 г/л импульсным нейтрон-нейтронным методом в обсаженных наблюдательных неперфорированных скважинах.

Измерения выполняются в одних и тех же скважинах, расположенных в зоне заводнения залежи, через промежутки времени, составляющие несколько месяцев. При отсутствии переходной зоны и зоны недонасыщения или незначительной их мощности (доли метра) и малой зоне проникновения фильтрата промывочной жидкости ВНК устанавливают следующим образом:

Водонефтяной контакт (ВНК) в необсаженных скважинах определяется следующими способами[17,34].

1. По показаниям КС последовательных градиент-зондов достаточно больших размеров. В случае однородных высокопроницаемых пластов наблюдается четкая граница между водой и нефтью отмечаемая максимумом КС. Положение ВНК определяется по точке, расположенной на MN/2 (AB/2) ниже точки ρкmax (рис. 4.2, *а*). Против водоносной части пласта отмечается резкое снижение значений кажущегося сопротивления $\rho_к$. Затруднения в определении положения ВНК возникают в связи с глубоким проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт, присутствием в пласте или вблизи него высокоомных пропластков.

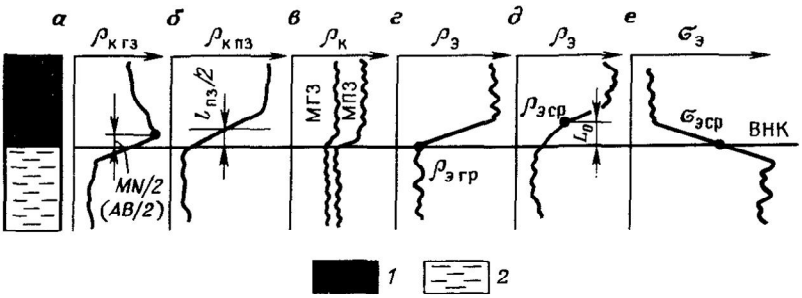


Рис. 4.2. Определение положения водонефтяного контакта по данным методов сопротивления и электропроводности: *1 – нефть,* 2 *– вода*

По показаниям КС потенциал-зондов больших размеров ВНК отмечается точкой, находящейся на *Lпз*/2 ниже точки наибольшего значения градиента *рк* (рис. 4.2, *б*). В первых двух способах затруднения в определении ВНК возникают в случае присутствия в пласте или около него пропластков высокого сопротивления.

2. По кривым *р*к микрозондов и *р*э микрозондов СЭЗ граница ВНК проводится посредине участка подъема *р*к или *р*э, от водоносной части коллектора к нефтеносной (рис. 4.2, *в*). Этот способ особенно эффективен при толщине глинистой корки не более 2–3 см и позволяет устанавливать положение ВНК в тех случаях, когда в пласте присутствуют плотные пропластки и имеет место экранирование обычных зондов КС засчет соседних пластов высокого сопротивления. На кривой *р*э трехэлектродного экранированного зонда ВНК отбивается точкой, в которой

$$\rho_{э\,гр} = 2\rho_{э\,max}\rho_{э\,вм} / (\rho_{э\,max} + \rho_{э\,вм}),$$

где *Рэтах* и рэвм – соответственно максимальное эффективное сопротивление в нефтеносной части пласта и эффективное сопротивление в водонасыщенной его части вблизи подъема кривой рэ (рис. 4.2, *г*).

3. На кривой семиэлектродного экранированного зонда ВНК соответствует точке, расположенной на расстоянии размера L0 зонда ниже точки среднего значения $\rho_{эср} = (\rho_{эmax} + \rho_{эвм})/2,$, находящейся на участке подъема эффективного сопротивления (рис. 4.2, *д*).

4. На кривой аэ индукционного зонда ВНК определяется точкой, в которой $\sigma_{эср} = (\sigma_{эmin} + \sigma_{эвм})/2$ (рис. 4.2, *е*). Высокая вертикальная разрешающая способность и хорошая разрешающая способность индукционного метода в области низких сопротивлений позволяют с высокой достоверностью определять положение ВНК в маломощных интервалах разреза (от 0,8–1 м и выше) низкого сопротивления, особенно глинистого.

5. По кривым $\sigma_{эф}$ индукционного метода (ИМ). Благоприятная вертикальная характеристика позволяет изучать по данным ИМ проводимость маломощных интервалов (от 0,8–1,0 м и выше) и наиболее достоверно определять границы переходной зоны в связи с хорошей разрешающей способностью метода в области низких сопротивлений (см. рис. 4.2 *е*). Верхняя граница переходной зоны отбивается по незначительному увеличению эффективной проводимости, нижняя – посередине резкого возрастания проводимости на контакте водонефтяной смеси с зеркалом воды.

6. В случае сильно глинистых коллекторов для разделения нефтеносных и водоносных зон следует привлекать комплекс методов – сопротивления, потенциалов собственной поляризации, ядерных, ультразвукового и др.

7. Положение водонефтяного контакта можно также устанавливать методами индикации радиоактивных изотопов и наведенной активности.

В случае коллекторов с высокой вертикальной проницаемостью в зоне ВНК наблюдается гравитационное перераспределение флюидов в прискважинной зоне пласта, в результате которого пресный фильтрат промывочной жидкости из объема зоны проникновения нефтеносной части перемещается в водоносную часть коллектора, подстилающую ВНК, повышая ее сопротивление и затрудняя определение ВНК по данным методов сопротивления. Без учета указанного явления положение ВНК по данным методов сопротивления можно понизить на 1–1,5 м по сравнению с истинным его положением. Анализ данных радиометрии и других методов, полученных в обсаженной скважине после полного расформирования зоны проникновения, позволяет избежать этой ошибки.

При наличии переходной зоны и зоны недонасыщения положение ВНК определяется также по данным методов электрического сопротивления. В этом случае на основе анализа результатов опробования скважин устанавливают критическое значение рпкр для данного типа коллектора, которое соответствует границе между промышленным притоком нефти с небольшим количеством пластовой воды и непромышленным ее притоком. Положение ВНК определяется по глубинам, в которых измеренное рп равно *р*пкр.

В случае сильно глинистых коллекторов для разделения нефтеносных и водоносных зон следует привлекать комплекс методов – сопротивления, потенциалов самопроизвольной поляризации, ядерных, акустических и др.

Первоначальное положение ВНК в обсаженных скважинах радиометрическими и другими геофизическими методами определяют в случае неполного исследования разреза скважины

комплексом ГИС до ее обсадки или при доразведке верхних отложений, перекрывающих известные продуктивные горизонты и пройденных без своевременного достаточного изучения методами ГИС. Установление первоначального положения ВНК в обсаженных скважинах методами радиометрии и акустики аналогично контролю за перемещением ВНК в процессе разработки нефтяной залежи. Детально этот вопрос освещен ниже.

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

1. По началу увеличения показаний нейтронного гамма-метода или метода плотности тепловых нейтронов в случае слабоглинистых коллекторов и небольшой зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости (рис. 4.3, *а*).

2. По превышению показаний НГМ или ННМ-Т большого зонда *lnб* по сравнению с малым зондом *ln*м (методика двухзондового НГМ или ННМ-Т) (рис. 4.3,*б*).

3. По наличию приращений на кривых НГМ или ННМ-Т, зарегистрированных в разное время зондами одной длины (методика временных замеров). Этот способ особенно эффективен в случае пластов со значительной зоной проникновения (больше радиуса исследования зондов НГМ или ННМ-Т). Разделение газоносной и водоносной частей пласта основано на явлении расформирования зоны проникновения газоносного коллектора в обсаженной скважине (рис. 4.3, *в*).

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

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

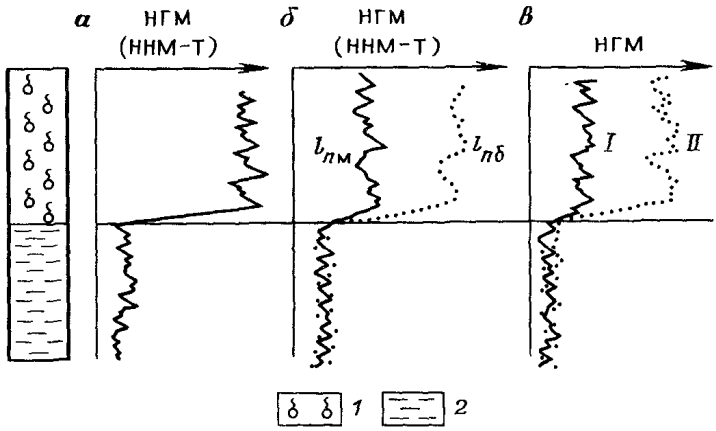


Рис. 4.3. Определение положений газоводяного контакта по данным нейтронных методов. Замеры: I – *до расформирования,* II – *после расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости;1 – газ,* 2 – *вода*

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

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

В обсаженных и необсаженных скважинах ГНК можно определить следующими способами:

1. По наличию положительных приращений на кривых НГМ или ННМ-Т, полученных по методике временных замеров (рис. 4.4, *а, б*). Против нефтеносной части пласта показания интенсивности нейтронного гамма-излучения на разных кривых будут практически совпадать.

2. По времени жизни тепловых нейтронов в газоносной и нефтеносной частях пласта (рис. 4.4, *в, г*). В чистых газоносных коллекторах среднее время жизни тепловых нейтронов на 15–20 % больше, чем в однотипных нефтеносных коллекторах. Для установления положения ГНК в глинистых, песчаных и карбонатных коллекторах необходимо проводить повторные временные замеры ИННМ-Т. При этом газоносная часть пласта выделяется на кривых ИННМ-Т повышенными показаниями, полученными в более позднее время. Этот эффект вызван расформированием зоны проникновения промывочной жидкости.

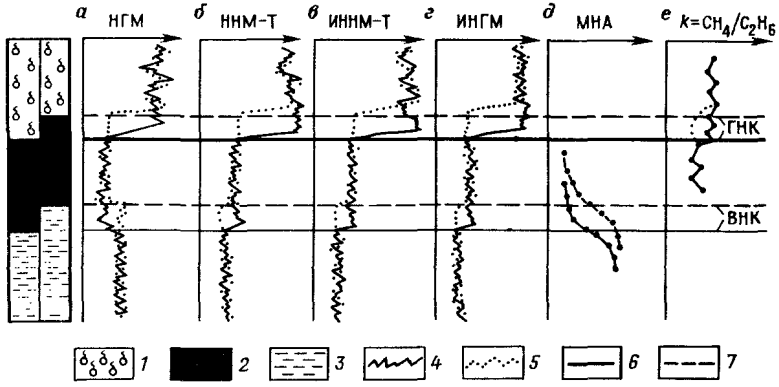


Рис. 4.4. Определение первоначальных и текущих положений водонефтяных и газонефтяных контактов по данным радиометрии и газометрии скважин: 1 – *газ,* 2 – *нефть,* 3 – *вода,* 4 – *первичные замеры,* 5 – *повторные замеры,* 6 – *первоначальные положения ГНК и ВНК, 7 – текущие положения ГНК и ВНК*

Хорошие результаты определения ГНК получают при использовании метода двух временных задержек ИННМ. Сущность его заключается в том, что против заведомо нефтеносных и водоносных пластов наблюдаются одинаковые отклонения гальванометров, регистрирующих скорость счета тепловых нейтронов на двух временных задержках, различающихся между собой на 400–600 мкс. Поскольку среднее время жизни тепловых нейтронов в газоносных пластах намного больше, чем в

нефтеносных или водоносных, то первые будут отличаться значительными превышениями нормированных показаний на большей временной задержке по сравнению с малой. Так как ИННМ имеет больший радиус исследования, чем стационарные нейтронные методы (СНМ), включая и многозондовые, такой способ определения ГНК наиболее эффективен.

3. По данным геохимических методов исследования скважин. Увеличение отношения содержания этана к содержанию пропана $k = CH_4/C_2H_6 > 1$ свидетельствует о газонасыщенности коллектора (рис. 4.4, *е*). Этот способ наиболее эффективен при установлении ГНК в сильно глинистых, песчаных и карбонатных коллекторах, где ядерные методы не позволяют расчленить газоносныей нефтеносные участки пласта.

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

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

Установление положения ГНК или ГВК в неоднородных (по пористости и глинистости) коллекторах часто представляет собой трудную задачу. В этом случае дает эффект комплексирование данных нейтронных методов и гамма-метода. Построение единой палетки для определения ГНК в неоднородных коллекторах по этим данным затруднено из-за различной дифференцирующей способности радиоактивных методов, вызванной нестандартностью аппаратуры, несовершенством градуировки и другими причинами, а также из-за влияния диаметров скважины, приборов и обсадной колонны и их эксцентриситетов на регистрируемые параметры.

Более простым и надежным способом установления местоположения ГНК или ГВК в неоднородных коллекторах является использование корреляционных связей между показаниями нейтронных методов и гамма- метода, установленных для каждой скважины по нескольким интервалам заведомо нефте- и газонасыщенных коллекторов. Поскольку разрезы скважин исследуют

нейтронными и гамма-методами одновременно, то погрешности измеряемых параметров, обусловленные эксцентриситетами прибора, колонны и другими возможными факторами, примерно одинаково влияют на определяемые величины и несущественно сказываются на устанавливаемых связях.

В общем случае связь между показаниями нейтронного гамма-мето- да и гамма-метода описывается уравнением

$$I_{n\gamma} = a I_{\gamma} + b + 2\sigma I \qquad (1)$$

где a и b – коэффициенты, зависящие от скважинных условий регистрации диаграмм; $I_{n\gamma}, I_{\gamma}$ – показания метода и гамма-метода; $\sigma I = \pm - \sigma I_{y} + \sigma I_{ny}$ – средняя квадратичная погрешность измерений показаний радиоактивных методов. нейтронного гамма-

Разность показаний $\Delta I_{n\gamma} = I_{n\gamma гп} - I_{n\gamma нп}$ нейтронного гамма-метода против газоносных и нефтеносных пластов должна превышать погрешность измерений $\sigma I_{n\gamma}$, т.е. $\Delta I_{n\gamma} > \sigma I_{n\gamma}$. Для изучаемого пласта-коллектора по уравнению (1) рассчитывают предельное значение $I_{n\gamma нпкр}$ в случае его нефтенасыщения или водонасыщения и сравнивают с замеренным значением *Iny* против этого пласта. Если зарегистрированное значение *Iny* больше $I_{n\gamma нкр}$, то пласт считается газонасыщенным. По глубине подошвы первого газоносного пласта в разрезе залежи устанавливают положение ГНК или ГВК.

Имеется способ графического сопоставления I_{γ} и $I_{n\gamma}$ по отдельным скважинам с целью определения положения ГНК и ГВК. В наиболее сложных ситуациях для определения положения ВНК, ГНК, ГВК используют данные испытателей пластов на трубах и кабеле.

Контроль за перемещением водонефтяного контакта и контуров нефтеносности.

Перемещения ВНК, ГНК, ГВК определяют при исследовании необсаженных оценочных скважин, контрольных и дополнительных скважин. Наиболее точные данные об изменении по-

ложения контактов получают в необсаженных и обсаженных неперфорированных скважинах по данным комплекса методов электрометрии и радиометрии. В обсаженных перфорированных скважинах определение текущих положений ВНК, ГНК и ГВК затруднено из-за влияния динамических сил прискважинной и удаленных частей пласта.

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

Положение ВНК в необсаженных оценочных, контрольных скважинах с открытым стволом или обсаженных неметаллической колонной в продуктивной части разреза, а также в дополнительных скважинах, пробуренных в процессе эксплуатации месторождения, устанавливается методами электрометрии аналогично определению границ первоначального ВНК (см. рис. 4.2). Эта информация о перемещении ВНК является наиболее достоверной.

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

Нахождение текущего положения ВНК по данным нейтронных методов основано на различии хлоросодержания в нефтеносной и водоносной частях коллектора, которое неодинаково влияет на показания НМ.

Положение ВНК находят одним из следующим способов [32, 39]:

1. По показаниям нейтронного гамма-метода. ВНК может быть надежно установлен в пластах, в которых нефть вытесняется минерализованной водой с хлоросодержанием свыше 120–450 г/л при коэффициенте пористости $кп > 20$ %. Контакт нефть — вода на кривых НГМ фиксируется увеличением Iny против водоносной части пласта до 15 % по сравнению с нефтеносной. Положение ВНК устанавливается по началу спада регистрируемой интенсивности $1ny$ (см. рис. 4.4, *а*).

Кроме традиционного способа отбивки ВНК по данным НГМ применяется, правда в ограниченных объемах, спектрометрический нейтронный гамма-метод (НГМ-С), который более чувствителен к хлоросодержанию пласта. Так, если при стандартном НГМ перепад на ВНК достигает 15 %, то эффект отбивки ВНК при регистрации захватного гамма-излучения с энергией выше 4 МэВ увеличивается до 50 %, а при *Еу* = 5,5-5-5-6,5 МэВ – до 100 %.

2. По показаниям нейтрон-нейтронного метода плотности тепловых нейтронов. При вытеснении нефти минерализованной водой ВНК отмечается на кривых ННМ-Т уменьшением показаний *1nT* против его водоносной части. Положение ВНК фиксируется по началу подъема кривой *1nT* (рис. 4.4, б).

3. По показаниям импульсного нейтрон-нейтронного метода. Положение ВНК определяется по времени жизни тепловых нейтронов. В водоносной части пласта среднее время жизни тепловых нейтронов меньше, чем в нефтеносной. Контакт вода—нефть отмечается по началу увеличения *ITnT* (рис. 4.4, *в*).

4. По показаниям импульсного нейтронного гамма-метода. Этот метод позволяет определять положение текущего ВНК по данным ИНГМ так же, как по данным ИННМ (рис. 4.4, *г*).

5. По данным метода наведенной радиоактивности. Водоносная часть пласта фиксируется повышенными показаниями наведенной гамма-активности по сравнению с показаниями в нефтеносной, так как ниже ВНК содержится больше ядер натрия и хлора. МНА эффективен при определении положения ВНК, если минерализация пластовых вод по NaC1 выше 40 г/л. Граница ВНК определяется посредине превышения *Iуа* водоносной части пласта над нефтеносной (рис. 4.4, *д*).

6. По данным радиогеохимического эффекта. При определении текущего положения ВНК сопоставляются замеры естественной радиоактивности до и в процессе перемещения ВНК. Естественная радиоактивность против обводненной части пласта аномально возрастает, а гамма-активность нефтеносной его части остается неизменной. Радиогеохимический эффект может проявляться в скважинах при вытеснении нефти из пласта водой любой минерализации. Он считается установившимся, если ес-

тественная радиоактивность, обусловленная этим эффектом, на 10 % выше радиоактивности естественного гамма-поля. Радиогеохимический эффект в комплексе с другими методами ГИС позволяет с большей достоверностью определять положение текущего ВНК.

7. По данным метода радиоактивных изотопов. С помощью этого метода положение ВНК отмечается повышением интенсивности *Iуи* против водоносной части пласта в случае закачки активированной воды, а при закачке радиоактивной нефти интенсивность *Iуи* возрастает против нефтеносной части пласта. Такое различие обусловлено избирательным проникновением закачиваемых флюидов вследствие фазовой проницаемости водо- и нефтенасыщенных частей пласта по отношению к активированным жидкостям. Граница ВНК отмечается подобно тому, как отбивается ВНК по данным НГМ в случае закачки активированной воды и по данным ННМ-Т при использовании активированной нефти (см. рис. 4.4, *а, б*).

8. По данным метода индикации элементами с аномальными нейтронными свойствами. В случае закачки в пласт водных растворов хлористого кадмия (CdCl2) контакт нефть – вода отмечается по НГМ по точке спада регистрируемой *Iny* а по ННМ-Т — по точке подъема *Iп*т; при использовании в качестве активатора борной кислоты ВНК фиксируется НГМ и ННМ-Т по началу спада *Iny* и и *Iп*т (см. рис. 4.4, а, б).

Положение ВНК по данным НГМ, ННМ-Т, ИННМ, ИНГМ, МНА уверенно определяется в случае замещения нефти минерализованной водой (*Св* >120-150г/л при *кп*>20 %). При низкой минерализации пластовых и закачиваемых вод (*Св*>15 г/л, *кп*> 20 %) перемещение ВНК устанавливается только по результатам высокоточных определений декремента затухания тепловых нейтронов $(\lambda_n = 1/\tau_n)$ п по данным ИННМ. Различие в λ_n для нефтеносной и водоносной частей пласта в случае идентичности их коллекторских свойств составляет 8–10 %.

Данные радиогеохимического эффекта и методов изотопов и индикации элементами с аномальными нейтронными свойст-

вами могут использоваться при определении положения ВНК независимо от минерализации пластовых и закачиваемых вод.

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

10. По данным акустического широкополосного метода. ВНК отмечается по различию амплитуд: $A_{P\,н} < A_{P\,в}$ и $A_{S\,н} > A_{S\,в}$ (рис. 4.5).

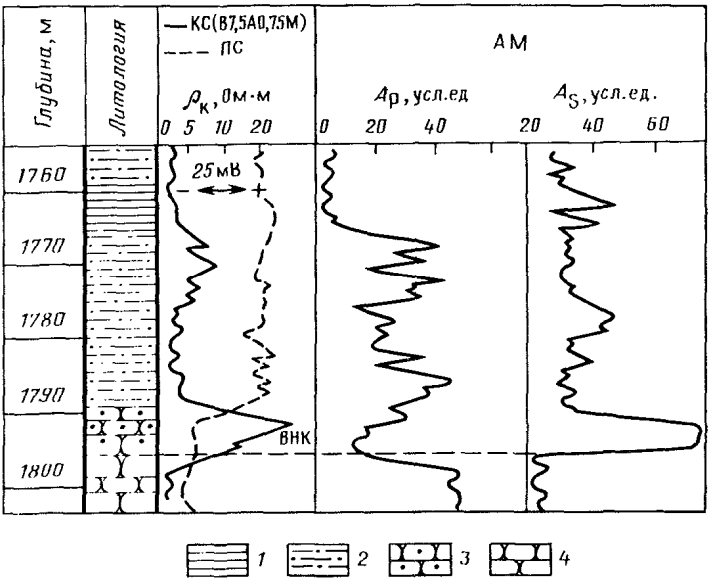


Рис. 4.5. Определение ВНК по диаграммам амплитуд продольной *Ар* и поперечной волн широкополосного акустического метода (по О.Л. Кузнецову):
1 – *глина,* 2 – *алевролит,* 3 – *нефтеносный песчаник,* 4 – *водоносный песчаник*

Выводы. Контроль за перемещением водонефтяного контакта и контуров нефтеносности.

Текущий ВНК четко отмечается увеличением показаний ИННМ при переходе из заводненной части коллектора к нефтенасыщенной. Сопоставление кривых ИННМ, зарегистрированных в различное время при одинаковом режиме (размер зонда, время задержки, временное окно и т. д.) и данных метода сопротивлений, фиксирующего начальный ВНК, дают наглядную картину подъема текущего ВНК во времени.

Необсаженные сважины:

- по кривым электрического каротажа (БКЗ, БК, ИК, диэлектрический каротаж), полученным в контрольных необсаженных скважинах и дополнительных скважинах, пробуренных из числа резервных в процессе эксплуатации месторождения;
- по результатам периодических исследований неперфорированных пластов в эксплуатационных и контрольных обсаженных скважинах;
- по материалам промысловых исследований и гидродинамических расчетов: по характеру обводнения соседних эксплуатационных скважин, по сопоставлению их профилей притока во времени, по аналитическим расчетам, произведенным на основе карт-изобар (рис. 4.6).

В необсаженных скважинах, пробуренных в зоне заводнения, данные метода сопротивлений (БЭЗ, ИМ) позволяют определить текущий ВНК, однако после обсадки положение ВНК в этих скважинах по данным электрометрии проследить уже нельзя. Имеется опыт контроля за перемещением ВНК на отдельных участках эксплуатируемых месторождений путем исследования продуктивных отложений, являющихся объектом разработки, индукционным методом в скважинах, обсаженных стеклопластиковыми трубами. Эффективность такого способа контроля ВНК сомнений не вызывает, однако масштабы его внедрения ограничиваются малым количеством выпускаемых промышленностью стеклопластиковых труб. Наиболее благоприяными для применения нейтронного каротажа являются условия, при которых минерализация воды, вытесняющей нефть, и пористость пласта высокие, а минерализация связанной и обводняющей пласт воды одинаковы [5,34].

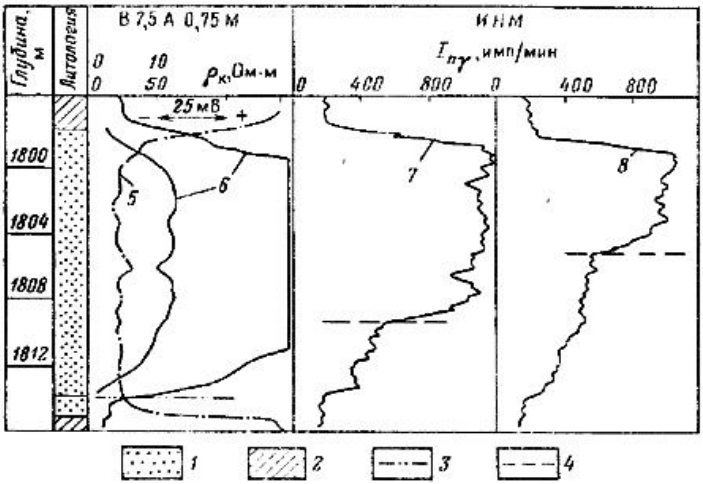


Рис. 4.6. Подъем ВНК в ходе эксплуатации нефтяного месторождения, фиксируемый повторными замерами ИНМ: *1 – песчаник; 2 – глина; ВНК: 3 – начальный, 4 – текущий; кривые; 5 – ПС, 6 – КС, 7, 8 – ИНМ, полученные соответственно через 4 и 8 лет после замеров КС и ПС*

В обсаженных скважинах основными методами контроля за положением ВНК являются методы нейтронного каротажа[40].

Заводненная часть продуктивного коллектора отмечается повышенными по сравнению с водоносным коллектором показаниями ИННМ благодаря наличию в заводненной части невытесненной остаточной нефти (рис .4.7).

Если регистрация кривых ИННМ с различными задержками дополняется точечными замерами в небольшом интервале в зоне ВНК, по материалам ИННМ определяют среднее время жизни тепловых нейтронов $\bar{\tau}_n$ в нефтенасыщенном и заводненном интервалах коллектора, рассчитывая затем коэффициенты текущего и остаточного нефтенасыщения.

При опережающем прорыве законтурной воды в неоднородном коллекторе, с лучшими коллекторскими свойствами в средней части, ИННМ во времени фиксирует значительное понижение показаний при практически неизменных показаниях в периферийных участках пласта, где сохраняется невыработанная нефть.

Положение водонефтяного контакта в открытом стволе надежно определяется по всем диаграммам на основании качественной интерпретации:

- на диаграммах НГК – по началу уменьшения показания,
- на диаграммах ННК-Т и ИННК на любой задержке – по началу увеличения показаний поэтому положение текущего ВНК по данным ИННМ, ННМ-Т и НГМ, метода сопротивлений фиксируется неуверенно или вообще не отмечается. Это заставило геофизиков искать новые способы установления ВНК по данным ГИС. В настоящее время применяют следующие приемы контроля перемещения ВНК на месторождениях с пресной законтурной водой.

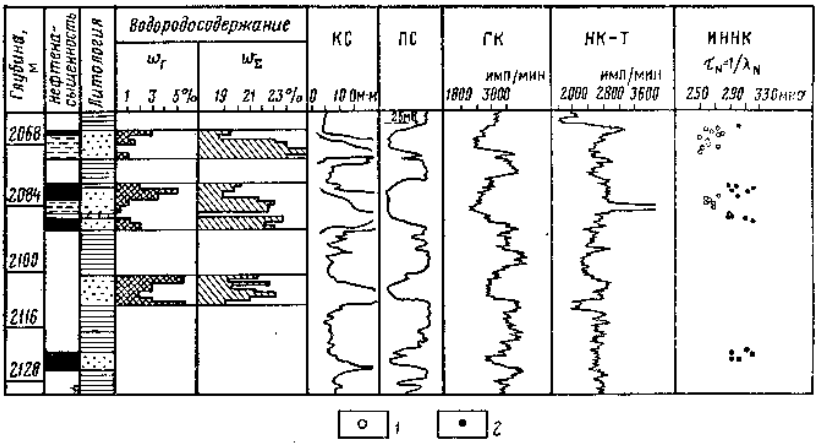


Рис. 4.7. Выделение интервалов обводнения в неперфорированном пласте комплексом нейтронных методов.
Пласты: *1 – водоносные, 2 – нефтеносные*

В условиях низкой минерализации пластовых вод, т. е. при эквивалентном содержании NaCl 0,3–2 % объема породы (содержание NaCl в воде 15–100 г/л при *kп*=20 %), контроль за положением ВНК возможен по результатам высокоточных определений декремента затухания плотности нейтронов по ИННК. В таких условиях минимальное различие в величинах для пол-

ностью нефтеносного и водоносного пластов при их неизменных свойствах по пористости и литологии составляет 8–10 %. В случае, когда пласт достаточно однороден по пористости и литологии и пластовые воды имеют высокую минерализацию, возможно методами ИННК, НГК и ННК-Т (рис 4.8).

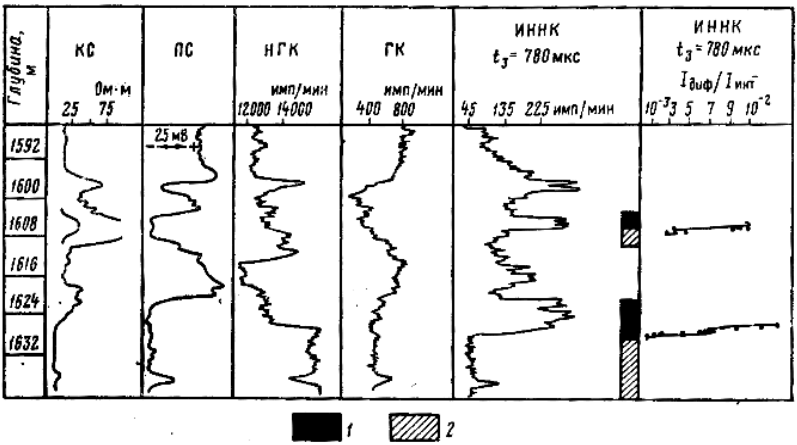


Рис. 4.8. Определение положения ВНК в нижнем и верхнем неперфорированных пластах по данным ИННК в условиях высоких минерализаций пластовых вод и однородного пласта:
1 – нефть, 2 – вода

Контроль перемещения ГВК. Основным геофизическим методом контроля положения текущего газожидкостного контакта (ГВК, ГНК) является нейтронный гамма-метод, реже нейтрон-нейтронный метод.

Текущее положение ГВК устанавливается по результатам геофизических исследований необсаженных или обсаженных неметаллической колонной оценочных и контрольных скважин аналогично тому, как определяются границы первоначального положения ВНК (см. рис. 4.2). В обсаженных неперфорированных скважинах положение ГВК устанавливается по кривым нейтронных методов на основе различного содержания водорода в газоносной и водоносной частях коллектора. Так, на кривых НГМ,

ННМ-Т, ННМ-НТ, ИННМ и ИНГМ газоводяной контакт отмечается повышенными показаниями регистрируемой интенсивности против газоносной части пласта по сравнению с водоносной независимо от минерализации подстилающих вод (см. рис. 4.3).

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

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

По данным акустического метода газоносная часть пласта отмечается высокими значениями интервального времени прохождения упругих колебаний и большими значениями коэффициента затухания, т. е. $v_{Р\,вп} > v_{Р\,гп}$ и $\alpha_{Р\,вп} < \alpha_{Р\,гп}$. Наибольший эффект получается в необсаженных и обсаженных скважинах при использовании низкочастотного метода, имеющего больший радиус исследования по сравнению с высокочастотным, особенно при работе на поперечных волнах, для которых $v_{S\,вп} < v_{S\,гп}$ и $\alpha_{S\,вп} > \alpha_{S\,гп}$.

Основными методами контроля за положением ГНК являются стационарные нейтронные методы: НГК, ННК-Т.

а) в неперфорированном интервале пласта по кривым нейтронных методов НГК ННК-Т, ИННК;

б) в перфорированном интервале пласта по кривым нейтронных методов, по термометрии, по измерениям гамма-плотномером;

в) по промысловым данным.

Контроль положения текущего ГНК на газонефтяных месторождениях выполняется также по материалам повторных замеров НГМ в обсаженных неперфорированных наблюдательных скважинах. ГНК отмечается на диаграмме НГМ, полученной при полностью расформированной зоне проникновения в продуктивном коллекторе. Исследования НГМ целесообразно дополнять замерами ИНМ в тех же скважинах для повышения надежности получаемых результатов (рис. 4.9).

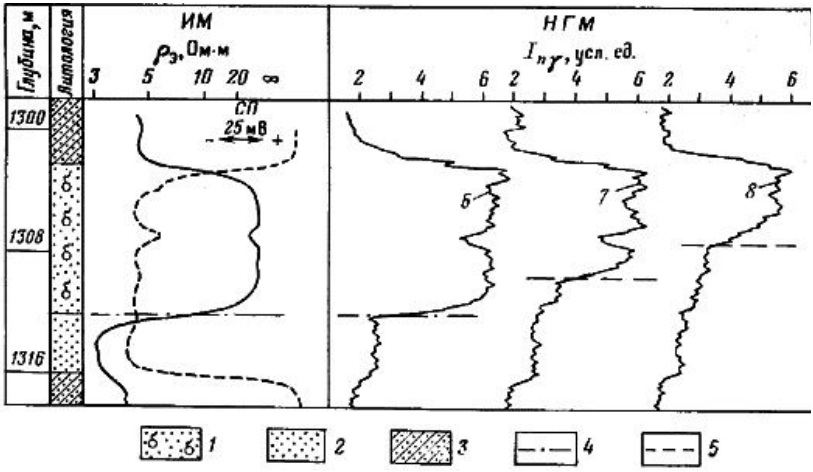


Рис. 4.9. Подъем ГВК в ходе эксплуатации газового месторождения, отмечаемый повторными замерами НМ. Коллекторы: *1 – газоносный, 2 – водоносный; 3 – глинистый алевролит; 4 – начальный ГВК; 5 – текущий ГВК; кривые НГМ, снятые: 6 – одновременно с кривой ИМ, 7, 8 – соответственно через 4 и 8 лет*

Контроль перемещения ГНК. Определение текущего положения ГНК в необсаженных или обсаженных неметаллической колонной оценочных и контрольных скважинах по данным методов электрометрии невозможно, как и при установлении первоначального положения ГНК (см. выше). Текущее положение устанавливается по кривым НГМ, ННМ-Т, ННМ-НТ, ИННМ, ИНГМ, газометрии, высокочувствительной термометрии, обычного акустического и низкочастотного методов в обсаженных и необсаженных скважинах, когда зона проникновения фильтрата промывочной жидкости отсутствует или очень мала (см. рис. 4.4, *г*). В этом случае нефтеносная и газоносная части характеризуются следующими соотношениями: $v_{P\,нп} > v_{P\,гп}$ и $v_{S\,нп} < v_{S\,гп}$; $\alpha_{P\,нп} < \alpha_{P\,гп}$ и $\alpha_{S\,нп} > \alpha_{S\,гп}$.

В первую очередь ГНК устанавливается по данным нейтронных методов НГК, ННК-Т и ННК-НТ, ИННК, поскольку содержание водорода в нефтенасыщенной части в $623/p$ раз больше, чем в

газонасыщенной (p –давление газа в пласте). Для большей достоверности отбивки ГНК нейтронный каротаж выполняют двумя зондами разной длины. Малый зонд фиксирует, в основном, вариации пористости и литологии пород, т. к. его глубина исследования не выходит за пределы зоны проникновения бурового раствора; большой зонд фиксирует положение ГНК (рис. 4.10).

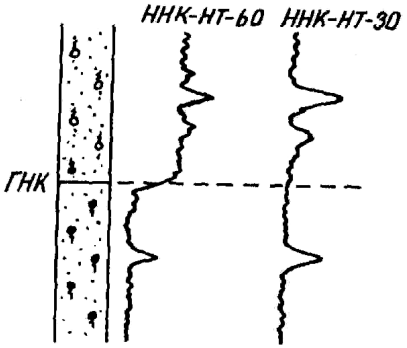


Рис. 4.10. Определение положения газонефтяного контакта по данным многозондового нейтронного каротажа

Газоносный пласт отличается от нефтеносного (а также и водоносного) меньшим содержанием водорода и меньшей плотностью, что приводит к повышению показаний. НГК и НК-Т при измерениях с зондами, большими инверсионного, против газоносной части пласта. По этому признаку осуществляется разделение газоносной и нефтеносной частей пласта и контроль за продвижением ГНК. На диаграммах НК в однородном пласте положение ГНК устанавливается в точке начала роста показаний над уровнем показаний в заведомо нефтеносной части пласта.

В неоднородном пласте положение ГНК может быть определено по результатам сравнения предыдущего и последующего измерений, если за время между измерениями произошло изменение положения ГНК. Сопоставление этих диаграмм позволяет по точке начала увеличения показаний на одной диаграмме относительно другой устанавливать положение ГНК как в момент последующе-

го, так и в момент предыдущего измерения. Положение первоначального ГНК определяется в неоднородном пласте по результатам сравнения двух измерений, выполненных после бурения, когда газ оттеснен от забоя фильтратом промывочной жидкости, и после расформирования зоны проникновения.

Положение ГНК устанавливают по диаграммам стационарных нейтронных методов, полученным либо при повторных замерах в обсаженной скважине, либо по данным однократных исследований стационарными или импульсными нейтронными методами в необсаженной скважине, пробуренной на нефильтрующемся растворе. Повторные замеры в обсаженной скважине проводят по специальной программе до стабилизации повышенных показаний НМ во времени, что является признаком завершения расформирования зоны проникновения (см рис рис. 3.62).

Время, необходимое для полного расформирования зоны, тем больше, чем меньше проницаемость коллектора и больше радиус зоны проникновения, сформировавшейся к моменту спуска колонны.

Таким образом, газонефтяной контакт (ГНК) в обсаженных и необсаженых скважинах может быть определен следующими способами.

1. По наличию положительных приращений показаний на кривых НГМ или ННМ-Т, полученных по методике временных замеров. Против нефтеносной части пласта показания интенсивности нейтронного гамма-излучения на разных кривых будут практически совпадать.

2. По величинам времени жизни тепловых нейтронов в газоносной и нефтеносной частях пласта. В чистых газоносных коллекторах среднее время жизни тепловых нейтронов на 15–20 % больше, чем однотипных нефтеносных коллекторах. Для установления положения ГНК в глинистых, песчаных и карбонатных коллекторах необходимо проводить повторные временные замеры ИННМ. При этом газоносная часть пласта выделится на кривых повышенными указаниями ИННМ, полученными в более позднее время. Этот эффект связан с расформированием зоны проникновения промывочной жидкости со временем.

3. По данным геохимических методов исследования скважин. Увеличение отношения содержания этана к содержанию пропана (более единицы) свидетельствует о газонасыщении коллектора. Этот способ наиболее эффективен при установлении ГНК в сильно глинистых песчаных и карбонатных коллекторах, где ядерные методы не позволяют расчленить газоносные и нефтеносные участки пласта.

4. По данным термометрии скважин. Газоносная часть пласта выделяется отрицательной аномалией температуры.

Газо-водяной контакт (ГВК) в необсаженных и обсаженных скважинах устанавливается следующими способами**.**

1. По максимальным показаниям КС потенциал- и градиент-зондов большого размера.

2. По увеличению показаний $\sigma_{эф}$ на кривой индукционного метода.

3. По увеличению показаний нейтронного гамма-метода или метода плотности тепловых нейтронов в случае слабоглинистых коллекторов и небольшой зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости.

4. По превышению показаний НГМ или ННМ-Т большого зонда по сравнению с малым зондом (методика двухзондового НГМ.

5. По наличию приращений на кривых НГМ, зарегистрированных в разное время зондом одной длины (методика временных замеров). Этот способ особенно эффективен в случае пластов со значительной зоной проникновения (больше радиуса исследования зондов НГМ). Выделение газоносной и водоносной частей пласта основано на явлении расформирования зоны проникновения газоносного коллектора в обсаженной скважине.

Определение текущего ГВК в ходе разработки газового месторождения выполняется путем повторных замеров НГМ через периоды в несколько месяцев в наблюдательных обсаженных скважинах в условиях полностью расформированной зоны проникновения в коллекторах. Благодаря различию в значениях водородного индекса для газонасыщенной и водоносной частей коллектора ГВК отмечается увеличением показаний НГМ при переходе от водоносной к газоносной части коллектора. ГВК

отмечается тем четче, чем выше пористость и коэффициент газонасыщения коллектора, чем меньше глубина его залегания. Такие исследования эффективны при глубине изучаемых продуктивных отложений не более 3–3,5 км; при большей глубине различие между водородными индексами газоносного и водоносного коллекторов становится столь незначительным, что определение ГВК по данным НГМ, становится невозможным.

Одновременно с контролем положения текущего ГВК в ходе разработки месторождений по диаграммам повторных замеров НГМ определяют текущий коэффициент газонасыщения k_r. Положение текущего ГВК на различные даты сравнивают с начальным ГВК, установленным в исследуемой скважине в начальный период разработки, а также с ГВК, определенным в соседних с данной наблюдательной разведочных скважинах ; составляют график изменения во времени текущего k_r по сравнению с начальным k_r, определенным по данным метода сопротивлений в начальный период эксплуатации месторождения или на завершающей стадии разведки

На газовых месторождениях с высокой минерализацией законтурных вод контроль текущего ГВК можно выполнять по данным повторных исследований импульсными нейтронными методами в наблюдательных неперфорированных скважинах подобно тому, как это делается при контроле текущего ВНК на нефтяных месторождениях. Для установления положения текущего ГВК можно использовать также данные метода сопротивлений во вновь бурящихся эксплуатационных скважинах до их обсадки.

Контроль за продвижением фронта закачиваемых вод. При внутриконтурном заводнении необходимо осуществлять контроль за продвижением фронта закачиваемых вод. Для решения этой задачи применяются тот же комплекс методов и методика исследований, что и при контроле за продвижением ВНК.

Методика интерпретации результатов исследований должна учитывать основные закономерности продвижения закачиваемых вод:

а) в однородном пласте с хорошей вертикальной проницаемостью наблюдается опережающее обводнение в подошвенной части и отставание в кровельной за счет проявления гравитационных сил;

б) в неоднородном по проницаемости пласте опережающее обводнение наблюдается по наиболее проницаемым прослоям;

в) по мере продвижения закачиваемых вод по нефтяному пласту происходит увеличение их минерализации за счет экстракции солей из нефти, в результате чего на фронте вытеснения образуется вал минерализованных вод, в которых содержание солей в ряде случаев выше.

На определенной стадии разработки нефтяных месторождений пласты начинают обводняться закачиваемой пресной водой.

Последние годы практически все гигантские и крупные месторождения нефти, разрабатываемые в режиме поддержания пластового давления нагнетанием воды в законтурные скважины, имеют пресную законтурную воду, поскольку ее закачивают в нагнетательные скважины. Кроме того, месторождения Тюменской области, играющие основную роль в нефтяной промышленности, имеют пластовую воду с минерализацией менее 20–30 г/л. Нейтронные параметры и удельное сопротивление нефтеносного коллектора и того же коллектора, промытого пресной водой, практически не отличаются.

Заводнение пластов пресными водами можно установить:

- по данным методов электрометрии в необсаженных скважинах и скважинах, перекрытых специальными обсадными трубами из полимеров или асбоцементов,
- данным радиометрии и термометрии в необсаженных и обсаженных стальными трубами скважинах.

Обводнение продуктивного пласта *минерализованной* водой сравнительно легко установить в *необсаженной скважине* с помощью метода кажущегося сопротивления и индукционного метода по заметному снижению удельного сопротивления пласта в интервале поступления вод. При обводнении пласта *пресной водой* задача выделения обводненного интервала по данным методов сопротивления однозначно не решается. Заводнение пласта *пресной водой* можно определить по кривым метода потенциалов собственной поляризации пород.

Обводненные участки продуктивных пластов устанавливаются по смещению условной «нулевой линии» $U_{сп}$ в глинах в сторону отрицательных значений потенциалов СП и величин $U_{сп}$

в сторону положительных значений потенциалов СП в интервалах продуктивног пласта, заводненных пресной водой (рис. 4.11). Изменение формы кривой $U_{сп}$ против обводненных участков продуктивных пластов пресной водой объясняется резким изменением соотношения минерализации жидкостей, содержащихся в системе пласт – скважина.

Появление пресной закачиваемой воды в продуктивных пластах и ее перемещение может быть установлено по данным диэлектрических методов (ДИМ и ВДМ) исследования в необсаженных скважинах и скважинах, перекрытых трубами из непроводяшего материала. Обводненные участки пласта отмечаются более высокими значениями диэлектрической проницаемости по сравнению с нефтенасыщенными.

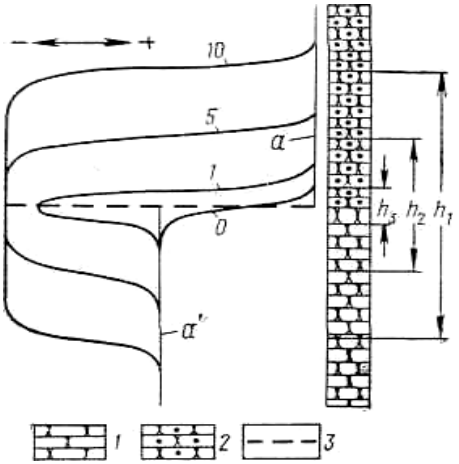


Рис. 4.11. Определение интервалов обводнения пластов пресными водами по даннным метода потенциалов СП.

Шифр кривых – мощность пласта в м, 1 – водоносный песчаник; 2 – нефтеносный' песчаник. 3 – поверхность раздела продуктивной и водоносной частей пласта, а, а' – условные нулевые линии глин

В обсаженных скважинах участки продуктивных пластов, обводненных пресными закачиваемыми водами определяются с помощью следующих методов:

1. По данным метода изотопов в нефтеносную и водоносную части пласта закачиваются активированные жидкости, избирательно проника$_{Ю}$щие в эти части пласта. При закачке активированного мылонафта в *водоносную* часть пласта с водами, содержащими ионы кальция и магния, в результате обменной реакции образуются кальциевые и магниевые соли нафтеновых кислот, которые выпадают из раствора и закупоривают поры коллектора. Благодаря этому проникновение активированного раствора в водоносный пласт будет неглубоким. В нефтеносную часть пласта активированная жидкость проникает на значительную глубину и в большом объеме, т. к. содержание ионов кальция и магния в остаточной воде относительно невелико. Используется также явление избирательной фильтрации активированной жидкости за счет различия ее фазового проникновения в породы. Активированная вода интенсивнее проникает в заводненный участок, активированная нефть – в нефтяную часть пласта. При закачке активированной воды повышенными значениями гамма-активности отмечаются обводненные участки пласта, при закачке активированной нефти – нефтеносные участки пласта.

2. По результатам исследований в различное время измененной минерализованным раствором прискважинной зоны пласта методом ИНГМ. При вскрытии продуктивного пласта на минерализованном растворе в коллекторах образуется зона проникновения минерализованной жидкости. В интервале пласта, заводненном закачиваемой пресной водой, вследствие гравитационного перераспределения или под воздействием обратной фильтрации по пласту происходит выяснение минерализованного фильтрата раствора – расформирование зоны проникновения. В нефтенасыщенной части пласта процесс расформирования зоны проникновения фильтрата минерализованного раствора практически не наблюдается. Повышенные значения временных замеров, выполненных методом ИНГМ, свидетельствуют о заводнении нефтеносного пласта пресными водами.

3. По данным ультразвукового метода. Установлено, что нефтеносные и водоносные коллекторы различаются по величинам акустических параметров независимо от минерализации пластовых жидкостей. Основным параметром при оценке характера насыщения пластов является параметр затухания сигнала в

виде отношения амплитуд или энергий продольных волн по породе, зарегистрированных на двух базах измерения. Наиболее перспективен низкочастотный ультразвуковой метод.

4. По данным метода наведенной активности кислорода. Содержание кислорода и водорода в нефтеносном и водоносном участках пласта различное и различие это составляет 15–17 %. На диаграммах гамма-излучения наведенной активности кислорода части пласта выделяются отрицательными аномалиями.

5. По данным опробователей пластов на кабеле. Характер насыщения участка пласта определяется по комплексному составу углеводородных газов в отобранных пробах жидкости. Коллекторы, заводненные пресной водой содержат метана 65 %, а нефтеносные коллекторы – менее 60 %.

6. По данным метода высокочувствительной термометрии. В связи с различием температур нагнетаемых и пластовых вод процесс вытеснения нефти водой сопровождается изменением температур пласта. Обычно температура нагнетаемых вод ниже пластовой, поэтому обводненный пласт выделяется по отрицательным температурным аномалиям при сравнении термограммы с геотермой (рис. 4.12).

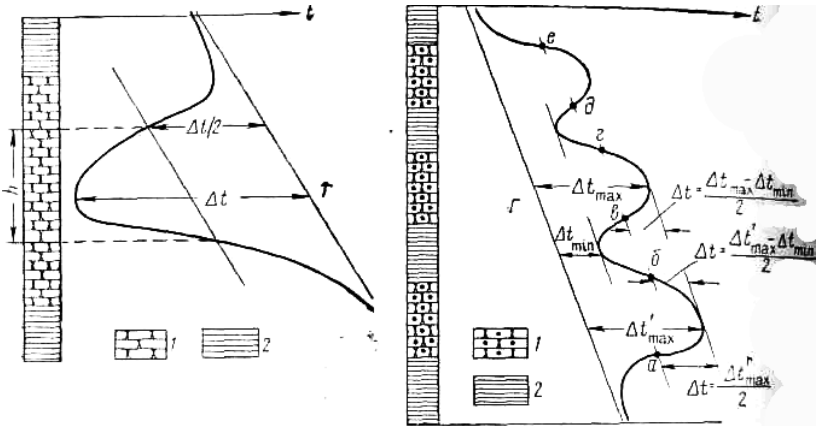


Рис. 4.12. Пример выделения обводненного участка пласта по данным термометрии: *1 – водоносный песчаник; 2 – глина, h – часть пласта, обводненная нагнетаемой водой; Г – кривая геотермического градиента*

В интервале появления отрицательной температурной аномалии на термограмме выделяется точка минимальной температуры и определяется ее отклонение Δt от геотермы Γ. Точки пересечения линии, проведенной на расстоянии $\Delta t/2$ параллельно геотерме с термограммой, определяют интервал прохождения температурного фронта нагнетаемых вод. Обводнение пласта в интервале прохождения температурного фронта устанавливается по положению минимальной температуры.

7. Весьма перспективно применение метода высокочувствительной термометрии для выделения газоносных, нефтеносных и водоносных интервалов в эксплуатационных действующих и остановленных скважинах с использованием дроссельного эффекта (эффект Джоуля- Томсона). При этом эффекте изменение температуры Δt определяется выражением $\Delta t = \xi_t \Delta p$,

где $\Delta p = p_п - p_з$ – депрессия на пласт; $p_п$, $p_з$ – соответственно пластовое и забойное давления; ξ_t – коэффициент Джоуля–Томсона, который вычисляется по формуле $\xi_t = (t'_з - t''_з)/(p'_з - p''_з)$ на основании измерений температур на забое $(t'_з$ и $t''_з)$ и давлений на двух режимах работы пласта.

Определение характера насыщения пород основано на существенно различающихся коэффициентах ξ_t пластовых флюидов: для воды $0{,}0235–10^{-5}$, для нефти $(0{,}01–0{,}06)10^{-5}$, для газа $[(–0{,}25)–0{,}4)10^{-5}$ С/Па. Расчеты показывают, что при депрессии на пласт 2.10^{-6} Па изменение температуры за счет дроссельного эффекта на контакте нефть – газ должно быть от 5,8 до 9,2° С, на разделе вода – нефть от 0,33 до 0,73 °С и на границе вода – газ от 5,47 до 8,47 °С. Метод высокочувствительной термометрии позволяет выделять нефтеносные и водоносные пласты в остановленных скважинах за счет формирования температурных аномалий в работающих пластах до остановки скважин.

По положительным температурным аномалиям относительно кривой геотермического градиента могут быть выявлены нефтеносные интервалы, по отрицательным аномалиям – водоносные интервалы. Для получения максимального температурного эффекта против нефтеносных и водоносных пластов необходимо проводить исследования высокочуствительной термометрией не более чем через 2–3 сут после остановки скважины.

При высокочувствительной термометрии используются термометры чувствительностью 0,02 °С.

В последние годы в обсаженной наблюдательной скважине, пробуренной в зоне предполагаемого заводнения нефтенасыщенного горизонта, используется следующая методика исследований:

1. Повторные исследования ИННМ через определенные интервалы времени, выбираемые с учетом темпа заводнения. Изменение показаний Iинм в пласте или рассчитанного значения τ во времени фиксирует минимум, отмечающий период прохождения через скважину вала минерализованной остаточной пластовой воды, который накапливается в ходе заводнения нефтенасыщенного коллектора (рис. 4.13) пресной законтурной водой.



Рис. 4.13. Прохождение вала минерализованной воды, предшествующего текущему ВНК, через наблюдательную скважину, отмечаемое по данным повторных замеров ИНМ

Располагая системой наблюдательных скважин, можно по данным многократных повторных замеров ИННМ следить за перемещением границы заводнения на месторождении с минерализацией пластовой воды более высокой, чем минерализация нагнетаемой воды.

2. Повышая точность регистрации полезного сигнала и подавляя уровень помех при регистрации *Iинм*, добиваются возможности прослеживания текущего ВНК на месторождениях среднеобской группы. При этом фиксируют различие в значениях $\tau_{нп}$ и $\tau_{вп}$ порядка 10 мкс.

3. Проводят повторные исследования волновым диэлектрическим методом ВДМ в наблюдательных необсаженных скважинах, заполненных РНО, фиксируя перемещение ВНК во вре-

мени или опережающие прорывы нагнетаемой воды в интервалах увеличения значений параметра ε_n. Ту же задачу решают-повторные измерения ВДМ в наблюдательных скважинах со стеклопластиковым хвостовиком.

4. Выполняют исследования методом АКш, отмечая ВПК или опережающий прорыв нагнетаемой воды по характерному соотношению динамических параметров (A_p, A_s или αp, αs) продольной и поперечной волны .

5. Опережающий прорыв пресной нагнетаемой воды с минерализацией, меньшей минерализации пластовой воды, устанавливают по наличию смещения влево линии глин на кривой СП выше (прорыв в кровле) или ниже (прорыв в подошве) заводняемого пласта; граница между заводненной и нефтенасыщенной частями коллектора при этом не устанавливается.

6. В ходе заводнения нефтяной залежи пресной водой в зоне НК, появляется отсутствовавшая ранее аномалия повышенной радиоактивности на диаграммах повторных ГМ, которую можно использовать как индикатор текущего ВНК.

Количественная оценка коэффициента текущей и остаточной нефтенасыщенности возможна при условии известной и достаточно высокой минерализации вод, обводняющих пласт.

В открытом стволе задача решается методами электрического каротажа, методика интерпретации результатов которых не отличается от методики оценки первоначального коэффициента нефтенасыщенности.

В обсаженной скважине в настоящее время единственным методом оценки текущей и остаточной нефтенасыщенности является методика ИННК.

Оценка нефтенасыщенности по данным ИННК базируется на связи среднего времени жизни тепловых нейтронов с коллекторскими свойствами и нефтенасыщенностью исследуемых пород.

Методика количественной оценки нефтенасыщенности применима в условиях:

- остановленных скважин при исследовании неперфорированных пластов или перфорированных,
- когда поступление жидкости из скважины в пласт не наблюдается.

В условиях работающей скважины определение нефтенасыщенности возможно, если отсутствуют перетоки флюидов между пластами.

Количественная оценка нефтенасыщенности основана на использовании опорных пластов с известными максимальными и минимальными значениями нефтенасыщения, что позволяет избавиться от существенных систематических погрешностей, связанных с различием между истинной и измеряемой величинами времени жизни тепловых нейтронов, а также неточностью знания некоторых параметров пласта.

Выводы

Перемещение ВНК и ГВК в процессе разработки месторождений в обсаженных скважинах устанавливается несколькими способами.

1. По показаниям нейтронного гамма-метода. Газоводяной контакт отмечается высокими значениями I_{ny} против газоносной части пласта. Водонефтяной контакт может быть установлен только в пластах с минерализованными пластовыми водами, содержащими хлор. Контакт нефти и воды фиксируется на кривых НГМ увеличением показаний против водоносной части пласта.

2. По показаниям нейтрон-нейтронного метода — по изменению плотности тепловых нейтронов. Газоводяной контакт отмечается повышением показаний I_{nT} против газоносной части пласта. В пласте, содержащем минерализованную воду, ВНК фиксируется на кривых ННМ-Т уменьшением показаний I_{nT} против его водоносной части залежи.

3. По показаниям импульсного нейтрон-нейтронного метода – по величинам коэффициента диффузии и времени жизни тепловых нейтронов. Недостатками стационарных радиометрических методов РГМ и ННМ-Т при определении положения ВНК и ГВК являются небольшая их глубинность и значительное влияние диаметра скважины, толщины цементного кольца, состава промывочной жидкости и минерализации пластовых вод на показания методов. В связи с этим стационарные ядерные методы мало эффективны при исследовании пластов с низкой минерализацией вод и пластов, вскрытых перфорацией. Положение ВНК и ГВК по данным ИННМ определяется по времени

жизни тепловых нейтронов. В водоносной части пласта среднее время жизни нейтронов меньше, чем в нефтеносной и особенно в газоносных частях пласта. Метод эффективен при установлении ВНК как в терригенных, так и в карбонатных отложениях, а также в пластах, характеризующихся относительно низкой минерализацией вод.

4. По показаниям импульсного нейтронного гамма-метода (ИНГМ). Этот метод позволяет определять положение ВНК в пластах, вскрытых перфорацией, так как на его показания оказывает меньшее влияние ближняя зона пласта, измененная за счет проникновения промывочной жидкости. Нефтеносная и водоносная часть пласта выделяются также по величине τ_n (средняя продолжительность жизни тепловых нейтронов среды) аналогично ИННМ.

5. Но данным метода наведенной радиоактивности (НР) использование метода НА для выявления участков нефти и воды в пласте основано на различии в них числа активированных ядер натрия и хлора. В водоносной части пласта число этих ядер значительно больше, чем в нефтеносной, поэтому водоносные породы отмечаются более высокой интенсивностью активации, чем нефтеносны. Метод НА эффективен при определении положения ВНК в случае минерализации пластовых вод по хлористому натрию 40 г/л.

6. По данным метода радиоактивных изотопов контроль за перемещением нагнетаемой жидкости в пласте решается с помощью изотопа водорода – трития. По содержанию введенного в нагнетаемую воду трития можно судить о направлении и скорости распространения фронта нагнетаемой воды.

7. По данным радиогеохимического метода. В процессе разработки нефтяных залежей в передней части фронта вытеснения возникает поле аномально высоких концентраций радия и продуктов его распада – радиогеохимический эффект. Подход нагнетаемых вод с высокой концентрацией радиоактивных элементов к забоям нефтяных скважин и адсорбция радиоактивных солей поверхностью цементного камня сопровождается аномальным повышением естественной радиоактивности в обводненной части пласта. Для определения обводненных ин-

тервалов измеряется интенсивность естественной радиоактивности до и после обводнения. Естественная радиоактивность обводненной части пласта аномально возрастает, а гамма-активность нефтеносной его части остается неизменной.

Радиогеохимический эффект проявляется в скважинах при вытеснениии нефти водой любой минерализации. Он считается установившимсямся, если естественная радиоактивность, обусловленная этим эффектом, на 10% выше интенсивности естественного гамма поля.

Установление интервалов притока газа и поглощения в действующих скважинах

Интервалы притока газа действующей скважины, в которую спущены насосно-компрессорные трубы, выделяют по данным термометрии, поскольку исследование таких скважин дебитомерами невозможно. Электротермометр фиксирует газоотдающие интервалы минимумами температуры на фоне постепенного увеличения ее с глубиной, зависящего от геотермического градиента теплового поля Земли. Минимумы против газоотдающих интервалов обусловлены понижением температуры газа при его расширении (эффект Джоуля–Томсона или дроссельный).

Величина отрицательной аномалии температуры Δt при прочих равных условиях пропорциональна депрессии на границе скважина – газоносный пласт и дебиту газа. Условия выделения газоотдающих пластов, особенно, когда их несколько в исследуемом интервале, отличаются в действующей и остановленной скважине.

Наиболее четкое выделение пластов достигается при исследовании длительно работающей скважины и в течение некоторого времени после ее остановки. К недостаткам термического метода выделения газоотдающих пластов относятся: 1) малая точность определения дебита отдельных прослоев; 2) низкая вертикальная разрешающая способность при наличии в изучаемом интервале нескольких близко расположенных газоотдающих пропластков.

4.1.3. Изучение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта

Решаются следующие задачи:

1. Определение интервалов притока и поглощения жидкости;
2. Определение профиля притока нефти, воды и газа в эксплуатационных скважинах и профиля приемистости в нагнетательных скважинах;
3. Выявление обводненных интервалов и установление причин обводнения;
4. Определение энергетических параметров пласта.

Данные задачи могут решаться при установившихся и неустановившихся режимах работы скважины.

В общем случае используется комплекс методов, включающий методы:

- термометрии,
- расходометрии,
- влагометрии,
- резистивиметрии,
- плотнометрии,
- барометрии,
- шумометрии,
- метод меченого вещества.

Выделение интервалов притока (поглощения)

Интервалы притока жидкости в действующей эксплуатационной скважине устанавливают по дебитограмме, полученной с механическим (турбинным) дебитомером или скважинным термодебитомером (СТД).

Все пласты, против которых фиксируется приток (приемистость) по данным дебитометрии-расходометрии, считаются отдающими (поглощающими). Нижняя граница притока (приемистости) в скважине устанавливается по результатам исследования тремя методами: термометрии, механической и термокондуктивной дебитометрии.

Термодебитометрия является основным методом выявления отдающих (поглощающих) пластов

По данным наблюдений механическим дебитомером в действующей скважине составляют диаграмму накопленного дебита скважины $Q=f(H)$ в интервале продуктивного горизонта, дающего приток. Участки кривой, наклоненные к оси глубин под разным углом, соответствуют отдающим интервалам, участки, параллельные оси глубин, указывают интервалы бесприточные. Под нижним из отдающих интервалов Q=0, над верхним отдающим интервалом значение Q максимальное и равно суммарному дебиту, который дает интервал перфорации (рис. 4.14).

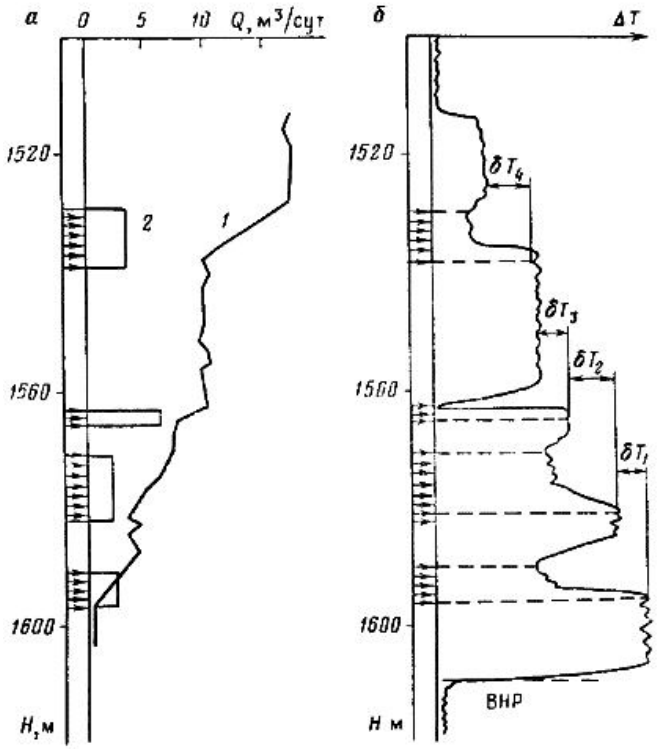


Рис. 4.14. Примеры дебитограмм, зарегистрированных турбинным (а) и термоэлектрическим (СТД) (б) дебитомерами. Дебитограммы: *1 – интегральная; 2 – дифференциальная*

Дифференцируя интегральную кривую $Q=f(H)$ с определенным шагом по глубине ΔH, например, $\Delta H=1$ м, получают дифференциальную ступенчатую диаграмму $\Delta Q/\Delta H=f(H)$, величина аномалии которой в каждом интервале составляет «вклад» интервала в суммарный дебит. Обычно «работает» лишь часть перфорированного интервала. Однако из этого вовсе не следует, что работающая часть пласта h_p составляет эффективную толщину $h_эф$. Последняя определяется способами, изложенными в гл. 1; практически всегда $h_p<h_эф$. Отношение h_p к $h_эф$ характеризует режим работы продуктивного пласта при заданных условиях; по-видимому, его можно использовать для оценки коэффициента охвата пласта по толщине при разработке.

Термодебитомер (СТД), работающий как термоанемометр, четко отмечает минимумами температуры работающие интервалы, которые обычно подтверждают аналогичную информацию, получаемую механическим дебитомером. Однако количественной интерпретации данные СТД не поддаются ввиду влияния на результаты СТД (рис 4.15–4.16).

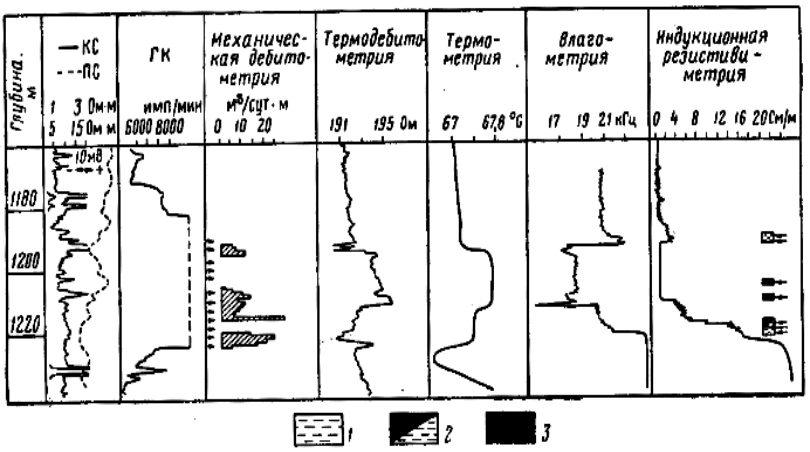


Рис. 4.15. Результаты комплексных промысловых исследований. Месторождение Узень-Южный Мангышлак: *1 – приток воды, 2 – приток нефти с водой, 3 – приток нефти*

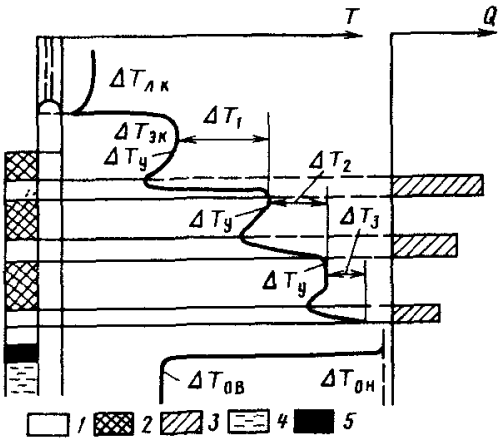


Рис. 4.16. Выделения работающих интервалов в обсаженной скважине по кривой термодебитомера: *1 – работающие участки пласта; 2 – неработающие участки пласта; 3 – профиль притока флюида; 4 – вода; 5 – нефть*

Обработка и интерпретация материалов исследований выполняются в следующем порядке.

Для выявления отдающих (поглощающих) пластов, не выделяемых по данным дебитометрии-расходометрии, к интерпретации привлекаются данные термометрии, проведенные в действующей и затем остановленной на короткое время скважине.

По данным промыслово-геофизических методов устанавливаются границы перфорированных пластов и пластов-коллекторов ниже интервала перфорации. Отмечаются интервалы перфорации. По термограмме определяются границы притока флюида из верхних перфорированных пластов и места негерметичности колонны выше интервала перфорации, руководствуясь следующими соображениями:

- интервалы поступления флюида из пластов характеризуются резко увеличенным значением;
- градиента температур по сравнению с перемычками, что обусловлено калориметрическим;
- смешиванием притекающего из пласта флюида с восходящим потоком;

- градиент температур в перемычках между пластами в зависимости от дебита и длительности работы скважины может быть равным нулю, постоянным или слабо меняться с глубиной, а в интервалах неоднородных пластов он может существенно меняться с глубиной и в отдельных пропластках уменьшаться до нуля (в однородных пластах градиент температуры постоянен).

Определение профиля притока и профиля приемистости

Цель – установить распределение добываемого и закачиваемого флюида по мощности исследуемого горизонта.

Профилем притока или приемистости пласта называется график зависимости количества жидкости или газа, поступающих из единицы его мощности, или количества воды, нагнетаемой в пласт, от глубины залегания работающего интервала. По результатам измерений механическими и термокондуктивными дебитомерами (расходомерами), а также по данным метода высокочувствительной термометрии можно получить профили притока (дебита) и приемистости жидкостей или газа по мощности пласта (рис. 4.17).

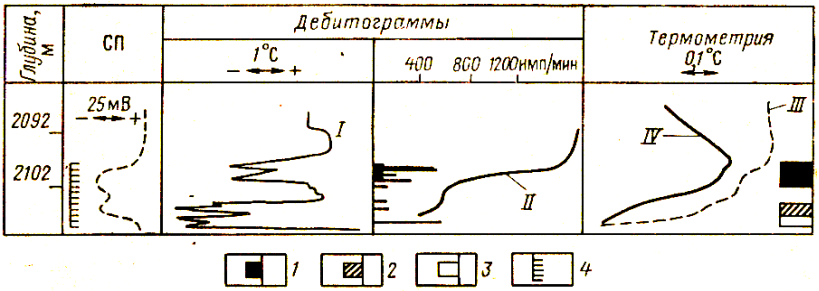


Рис. 4.17. Выделение работающих интервалов пласта и определение типа флюидов: *I – кривая, замеренная термокондуктивным дебитомером типа СТД; II – то же, механическим дебитомером; III, IV – термограммы, полученные в работающей и отстановленной скважине. 1 – нефть; 2 – нефть с водой; 3- вода; 4 – интервал перфорации*

При исследовании многопластовой залежи, эксплуатируемой одним фильтром, величины дебита нефти и расхода воды для каждого пласта в отдельности позволяют распределить на-

копленную добычу нефти и объем закачанной воды между совместно эксплуатируемыми пластами. Эти данные используются затем для анализа разработки: прогнозирования продвижения фронта закачиваемых вод, оценки текущего коэффициента нефтеотдачи раздельно по пластам и т. д.[31,41]

Определение профиля притока и приемистости по данным метода высокочувствительной термометрии основано на дроссельном и калориметрическом эффектах.

Выявление обводненных интервалов и установление источника обводнения

Для контроля процесса вытеснения нефти водой применяют: в скважинах, крепленных стальной неперфорированной колонной высокочувствительную термометрию и ГК; в перфорированных скважинах, кроме того, применяют методы, изучающие состав и дебит жидкости в стволе скважины.

Для выявления интервалов обводнения в перфорированных пластах по данным высокочувствительной термометрии предварительно по термограмме действующей скважины выделяются интервалы притока из отдельных пластов. На термограмме такие интервалы могут характеризоваться как положительными, так и отрицательными приращениями температур (рис. 4.18).

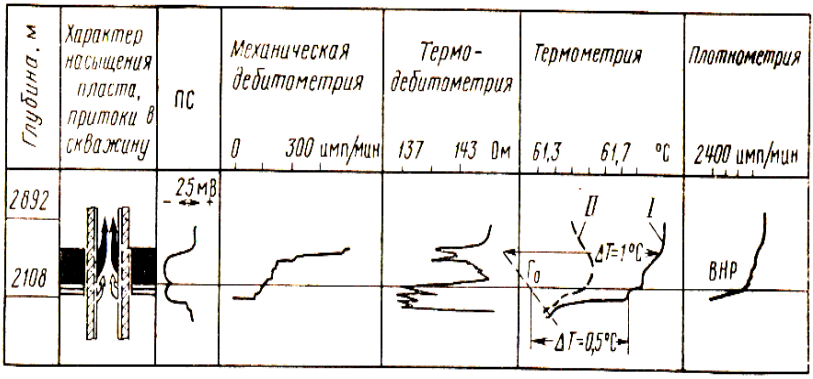


Рис. 4.18. Выявления обводнения подошвы пласта по данным термометрии: *I – скважина работающая; II – скважина остановленная*

К возможным интервалам притока воды относят интервалы отрицательных приращений температуры, расположенные непосредственно ниже интервалов положительных приращений. Из точек термограммы, соответствующих верхней границе интервалов положительных приращений температуры, проводят вспомогательные линии параллельно геотерме в пределах границ притока из пласта условные геотермы. Условная геотерма проводится и из нижней границы притока в скважину, если последняя выделяется по положительному приращению температуры. К возможным интервалам притока воды относят также интервалы отрицательных приращений температуры, в которых температура на термограмме опускается ниже условныхгеотерм.

Признаком возможного обводнения подошвы нижнего отдающего пласта является наличие на термограмме действующей скважины положительных калориметрических ступеней выше нижней границы притока**.**

При нарушении герметичности цементного кольца или колонны открывается доступ воды в ствол скважины из водоносного или обводненного пласта, находящегося выше или ниже интервала перфорации.

Результаты термометрии наиболее надежны, если в скважине имеется зумпф глубиной порядка 10 м. В этом случае признаком циркуляции из нижележащего пласта будет изменение температурного градиента по сравнению с нормальным для данного месторождения. Изменение градиента может быть связано и с нарушением герметичности колонны в зумпфе скважины, что устанавливается по данным расходомера.

На поступление воды из вышележащего пласта указывают отрицательная аномалия на термограмме в кровле перфорированного пласта в работающей скважине и против пласта-источника обводнения – положительная аномалия на термограмме, записанной в остановленной скважине.

Термометрия, выполненная в кратковременно остановленной скважине, практически однозначно выявляет перетоки воды в пласты, не вскрытые перфорацией. Признаком перетока служит отрицательная аномалия против поглощающего пласта на термограмме.

Признаками наличия затрубной циркуляции в нагнетательных скважинах являются быстрый рост приемистости скважины без увеличения давления в пласте; наличие дефектов в цементном камне и обсадной колонне, в перемычках между перфорированными и неперфорированными пластами, образование принимающих участков вне интервалов перфорации.

4.1.4. Изучение состава жидкости в стволе действующей скважины

Сведения о составе жидкостей и газа, поступающих в скважину, необходимы для более точной интерпретации данных дебитометрии и расходометрии, а в конечном итоге – для повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа.

Физические свойства жидкостей (нефть и вода) и газа, находящихся в стволах эксплуатационных действующих и остановленных скважин, различны (электрическое удельное сопротивление, диэлектрическая проницаемость, плотность). В основу каждого геофизического метода для определения состава флюида в стволе скважины положена та или иная физическая характеристика. Состав флюидов может быть установлен с помощью методов *электрометрии, радиометрии и термометрии*. Наибольшее распространение получили электрические методы, включающие резистивиметрию и влагометрию, и ядерные методы, включающие плотностеметрию[31,41].

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

Для получения кривой сопротивления по стволу скважины пользуется одноэлектродный резистивиметр. Скорость записи кривой 1000 м/ч. Граница перехода от воды к нефти или от гид-

рофильной к гидрофобной отмечается на кривой резистивиметрии резким скачком величины сопротивления.

Влагометрия дает возможность определять состав флюидов в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости. Известно, что диэлектрическая проницаемость воды изменяется от 50 до 80 отн. ед., нефти – от 2 до 4 отн. ед., а газа равна 1 отн. ед. Повышение содержания воды в нефти и газе существенно повышает диэлектрическую проницаемость смесей.

Плотностеметрия основана на изучении плотности жидкостей в стволе скважины с помощью гамма-гамма-метода в его селективной модификации по поглощению гамма-квантов. В этом случае исследуемая среда располагается между источником и индикатором гамма-излучения. Определение плотности жидкости базируется на зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от эффективного атомного номера изучаемой среды, состоящей из различных химических элементов. При ограничении энергии излучения сверху величиной 1 МэВ, а снизу – величиной, при которой комптон-эффект в среде на два порядка больше фотоэффекта, результаты измерений гамма-гамма-методом отражают плотностную характеристику среды.

Между интенсивностью гамма-излучения и плотностью изучаемой среды существует обратная связь. Следовательно, на кривых плотностеграммы переход от воды к нефти отмечается повышением интенсивности рассеянного гамма-излучения (рис. 4.19).

Зона предельного нефтенасыщения характеризуется критическим значением коэффициента нефтенасыщения $\kappa_{н\ кр}$, величина которого не зависит от положения, например, зеркала свободной воды. Из этого участка залежи получают практически безводную нефть. Зона недонасыщения имеет коэффициент нефтенасыщения $K_н$ меньше критического, зависящий от высоты зоны над выбранным уровнем. Из этого участка залежи также получают безводную нефть. Переходная зона разделяет в пласте участки, из которых получают чисту нефть и чистую воду. В этой зоне присутствуют нефть и свободная вода. Размеры переходной зоны обусловлены главным образом коллекторскими свойствами пласта и реологическими особенностями нефти. Мощность ее составляет 0,3–8,0 м и более.

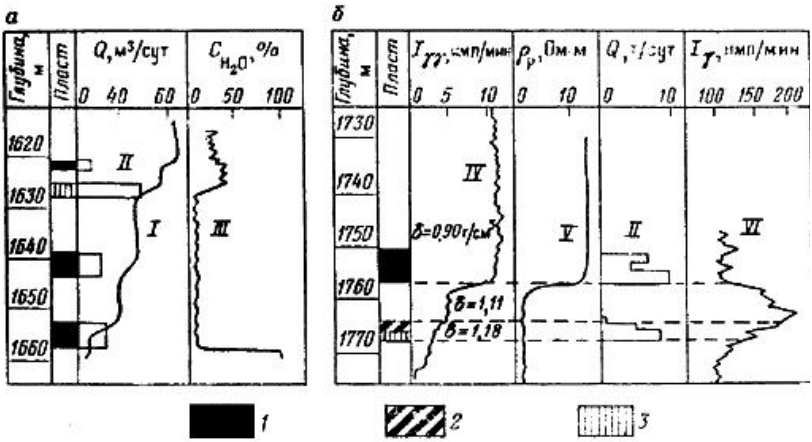


Рис. 4.19. Исследование добывающих скважин дебитомерами в комплексе с влагомером (а) и гамма-гамма плотномером (б). Дебитограммы: *I – интегральная; II – дифференциальная; диаграммы: III – влагомера; IV – гамма-плотномера; V – резистивимера; VI – кислородного нейтронно-активационного метода (КНАМ); интервалы, отдающие: 1 – нефть, 2 – нефть с водой, 3 – воду*

Из водоносной зоны при опробовании получают чистую воду. В стволе действующей скважины нефтяного месторождения присутствуют нефть и вода. Для определения состава жидкости в стволе скважины на определенной глубине выполняют специальный комплекс ГИС, включающий исследования гамма-гамма-плотномером, градиент-манометром, кондуктометром, влагомером.

Гамма-гамма плотномер (прибор ГГП) позволяет зарегистрировать диаграмму показаний $I_\gamma\gamma$, которые обратно пропорциональны плотности жидкости в стволе скважины, поэтому участки ствола, заполненные водой, отмечаются минимальными показаниями, заполненные нефтью –максимальными, наконец, участки, представленные смесью нефти и воды, – промежуточными показаниями $I_\gamma\gamma$.

Для каждого прибора имеется индивидуальный эталонировочный график, который позволяет рядом со шкалой $I_\gamma\gamma$ помес-

тить на диаграмме шкалу плотности жидкости $\delta_{ж}$ (кг/м^3). Зная плотность нефти $\delta_{н}$ изучаемого объекта и плотность пластовой воды $\delta_{в}$, величина которой зависит от минерализации воды, рассчитывают долю воды в стволе скважины на заданной глубине по формуле:

$$K_B = бж — б_н / б_в — бн.$$

Другой, реже применяемый в отечественной практике способ определения плотности $\delta_{ж}$ в скважине, основан на измерениях скважинным градиент-манометром, который позволяет определить разность давлений между глубинами Н1 и Н2 в скважине:

$$\Delta p = p_2 — p_1 = (H_2 — H_1) g \sigma_{ж}$$

где g – ускорение свободного падения. Зная A_p, $H = H_2 – H_1$ рассчитывают $\delta_{ж}$ по формуле:

$$б_{ж} = 10^5 \Delta p / \Delta H,$$

где *Н1, Н2 в м, р1 р2 – в МПа.*

Кондуктометр является разновидностью скважинного резистивиметра и позволяет определить удельную электропроводность $\sigma_{ж}$ или удельное сопротивление $\rho_{ж}$ жидкости. Участок скважины, заполненный водой, характеризуется на диаграмме кондуктометра значением $\sigma_{в}$ или $\rho_{в}$, определяемым минерализацией воды $с_в$ и температурой t. Участок, заполненный нефтью или нефтеводяной эмульсией (капли воды в нефти), отмечается значениями $\sigma_{ж}=0$, $\rho_{ж}=\infty$. Интервал с водонефтяной эмульсией характеризуется значением:

$$\sigma_{ж} = \sigma_{в} \frac{2(1 - k_{и})}{1 + 2\kappa_{в}},$$

где $k_{в}$ – объемное содержание воды в эмульсии.

Если эмульсия не образуется, кондуктометр отмечает границу нефть– вода. При наличии переходного слоя, образованного эмульсией между нефтью и водой, кондуктометр отмечает границу между нефтеводяной и водонефтяной эмульсиями. Влагомер реги-

стрирует емкость конденсатора *С*, величина которого пропорциональна диэлектрической проницаемости *εж* жидкости в скважине. Значение *εж* определяется приближенным уравнением:

$$\varepsilon_{ж} = \varepsilon_{н}(1-\kappa_{в}) + \kappa_{в}\varepsilon_{в},$$

решая которое относительно $\varepsilon_{в}$, получаем формулу: $\kappa_{в}=\dfrac{\varepsilon_{ж}-\varepsilon_{н}}{\varepsilon_{в}-\varepsilon_{н}}$

где $\varepsilon_{в}$, $\varepsilon_{н}$ – диэлектрические проницаемости воды и нефти. Поскольку $\varepsilon_{в}$=80, $\varepsilon_{н}$=2–3, влагомер позволяет надежно оценить степень обводнения продукции. Преимущество влагомера по сравнению с кондуктометром заключается в возможности определения состава смеси нефти с водой независимо от ее структуры.

4.1.5. Оценки степени выработанности нефтяного месторождения по данным ГИС

На завершающей стадии разработки нефтяного месторождения в пределах заводненной части залежи бурятся оценочные скважины, задача которых – установить конечный коэффициент вытеснения нефти из продуктивного коллектора в точках расположения этих скважин, а также оценка неравномерности выработки залежи по ее площади. Совместный анализ материалов ГИС по этим скважинам и по всему фонду эксплуатационных скважин длительно разрабатываемого месторождения позволяет оценить остаточные запасы нефти и распределение их в объеме залежи.

В оценочных скважинах, бурящихся на РНО, или на РНО с последующей заменой на РВО, проводится расширенный комплекс ГИС, материалы которого позволяют определить коэффициент остаточного нефтенасыщения $k_{но}$ по данным методов сопротивлений и радиометрии, а затем, сравнив его с начальным коэффициентом нефтенасыщения $k_{н}$, установленным по данным метода сопротивлений на стадии разведки в соседних с наблюдательной скважинах, рассчитывают коэффициент вытеснения:

$$\beta=(\kappa_{н}-\kappa_{но})/\kappa_{н.}$$

Анализ распределения остаточных запасов по площади дает основание для заложения дополнительных эксплуатационных скважин, которые бурят в зоне целиков остаточной нефти, чтобы получить дополнительные количества нефти. Результаты такого анализа, выполненного по гигантским, крупным и средним длительно разрабатываемымобусловлена несовершенством проекта разработки, не учитывающим неоднородность объекта и предусматривающим недопустимо высокие темпы эксплуатации. Лучше всего вырабатываются наиболее однородные участки залежи, представленные лучшими коллекторами. В неоднородных участках резервуара со средними и худшими коллекторами наиболее низкий коэффициент нефтеотдачи; нередко к таким участкам приурочены целики невыработанной нефти

4.1.6. Определение энергетических параметров пласта

В число энергетических параметров пласта входят

- устьевые и глубинные измерения параметров – давлении, температуры во времени;

- забойные и устьевые давления, фазовые расходы, температура в процессе целенаправленного измерения характера поведения скважины – пуска, остановки, изменения расхода и пр.

Специфика используемых технологий:

⦿ *регистрация процесса изменения гидродинамических параметров во времени на фиксированной глубине;*

⦿ причем используются измерения как на устье, так и на забое скважины;

⦿ часто названные технологии измерений комплексируются друг с другом;

⦿ все это определяет особенности используемого при проведении работ технологического оборудования и скважинных приборов;

⦿ измерения температуры и давления чаще всего выполняются глубинными *автономными приборами на проводе;*

⦿ в процессе этих измерений проводятся *устьевые замеры расхода жидкости и газа* (газового фактора);

⦿ в настоящее время для гидродинамических исследований используется стандартная аппаратура ПГИ-ГДИС или промысловые дистанционные датчики (устанавливаемые на приеме ЭЦН), позволяющие измерять и передавать по кабелю непрерывную синхронную запись таких гидродинамических параметров, как давление и температура.

Давление в пласте определяется путем измерения манометром давления на устье после остановки скважин (прекращения притока флюида в нее и восстановления пластового давления) и пересчета измеренного давления на забойное с учетом гидростатического давления столба жидкости в стволе скважины [35,41].

Определение давления в отдельных пластах эксплуатируемой многопластовой залежи возможно по результатам комплексных исследований расходомеров и забойным манометром, выполненных на разных режимах работы скважины, так называемым методом установившихся отборов.

По данным исследования строятся графики зависимостей дебитов (расходов) для каждого пласта от забойного давления. Эти графики называются *индикаторными диаграммами*. По оси абсцисс откладывают дебиты, по оси ординат забойное давление. Путем экстраполяции индикаторных линий каждого пласта до нулевого дебита определяются давления для каждого пласта (рис. 4.20).

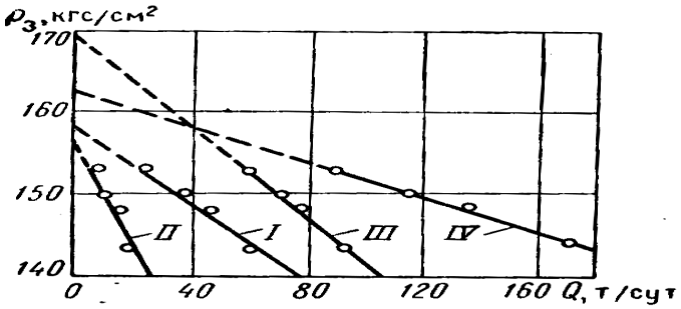
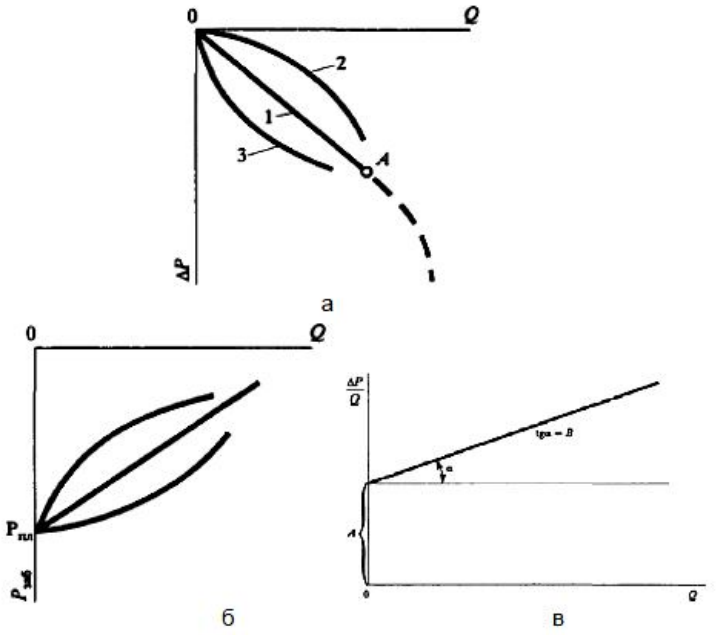


Рис. 4.20. Индикаторные диаграммы, полученные при исследовании многопластового объекта (пунктиром показана экстраполяция диаграмм до нулевого дебита)

Прямолинейная индикаторная диаграмма получается при режиме фильтрации, описываемом законом Дарси:

$$Q = \frac{2\pi kh\,(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}$$

На практике чаще всего получают диаграммы с искривлением в сторонуоси депрессий (режим истощения) или в сторону оси дебитов (действие различных участков залежи с различной проницаемостью; действие неустановившихся режимов фильтрации) (рис. 4.21):



а — в координатах $Q = f(\Delta P)$; б — в координатах $Q = f(P_{заб})$;

в — в координатах «$\frac{\Delta P}{Q} - Q$»

Рис. 4.21. Типичные индикаторные диаграммы скважин

Обобщенное уравнение притока имеет вид

$$Q = k \cdot (\mathrm{P_{пл}} - \mathrm{P_{заб}})^n .$$

где K – коэффициент продуктивности, равный

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{Q}{(P_{пл} - P_{заб})}$$

где Q – дебит скважины, см^3/с; k – проницаемость продуктивного пласта, мкм^2; $P_{пл}$, $P_{заб}$ – пластовое и забойное давление, кгс/см^2; h – толщина пласта, см; μ – вязкость жидкости, мПа·с; $R_к$ – радиус контура питания, м; R_c – радиус скважины, м.

Из этой формулы видно, что коэффициент продуктивности скважины зависит от гидропроводности пласта в ее районе, от величины приведенного радиуса и от среднего расстояния между исследуемой скважиной и соседними, ее окружающими. Необходимо учитывать, что в формулах величина k обозначает не физическую проницаемость коллектора, а фазовую проницаемость для жидкости, являющуюся функцией насыщенности пласта этой жидкостью. При фильтрации однофазной жидкости (другая фаза находится в связанном состоянии) фазовая проницаемость для нее близка к физической проницаемости пласта.

Откуда коэффициент гидропроводности $\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{K \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi}$.

И проницаемость пласта в призабойной зоне $k = \frac{K \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{2 \cdot \pi \cdot h}$.

4.1.7. Выбора оптимального режима скважины и ее технологического оборудования

Для выбора оптимального режима скважины и ее технологического оборудования необходимы:

■ определение в стволе скважины статических и динамических уровней раздела фаз газожидкостного и водонефтяного контактов;

■ оценка состава и структуры многофазного потока в стволе скважины;

■ количественное определение суммарных фазовых расходов скважины, включая оценку выноса механических примесей;

■ определение интегральных гидродинамических параметров объекта эксплуатации по замерам на устье;

■ контроль работы технологического оборудования (срабатывание пусковых муфт, клапанов и пр.)

Комплекс исследований для выбора оптимально режима работы скважины составляют:

■ индукционная резистивиметрия,

■ влагометрия,

■ плотнометрия,

■ термометрия,

■ расходометрия,

■ барометрия,

■ акустическая шумометрия.

Привязку полученных данных к глубинам и муфтам эксплуатационной колонны и НКТ выполняют по материалам ГК и ЛМ.

Параметрами для выбора оптимального режима эксплуатации скважины являются:

■ общий дебит скважины и дебит отдельных флюидов – газа, нефти и воды;

■ обводненность продукции;

■ работающие интервалы отдельно по каждому флюиду;

■ профили притоков или приемистости;

■ положения уровней раздела флюидов в стволе скважины;

■ критерии режима работы скважины, устьевые и забойные давления и температуры.

Технологии этих исследований подразделяют на стандартные и активные.

К первым относят исследования, выполняемые при определенных, но статических условиях в скважине. Суть активных технологий состоит в проведении измерений в процессе различных воздействий на пласт или скважину в целом: химических, термических, гидроди-

намических и т. п. Перечень операций, выполняемых в каждой технологии, определяется назначением скважины, способом и режимом ее эксплуатации и решаемыми задачами. В длительно простаивающих скважинах (неработающих, наблюдательных, контрольных, пьезометрических) выполняют измерения, данные которых сопоставляют с данными фоновых замеров с целью выявления локальных аномалий, связанных с выработкой продуктивных пластов и нарушениями технического состояния обсадной колонны и цементного камня. Комплексы исследований определяются решаемыми задачами.

В скважинах, работающих со стабильным расходом:

■ нагнетательных, фонтанных, добывающих), а также находящихся в освоении и работающих в режиме фонтанирования, последовательно проводят:

- измерения в технологическом режиме эксплуатации;
- серию замеров на установившихся режимах, отличающихся депрессиями на пласты;
- серию разновременных измерений непосредственно после прекращения эксплуатации;
- регистрацию на фиксированной глубине во времени кривых восстановления давления и температуры после прекращения эксплуатации;
- серию разновременных измерений непосредственно после пуска или изменения дебита скважины;
- регистрацию на фиксированной глубине во времени кривых стабилизации давления и температуры после пуска или изменения дебита скважины.

В скважинах, работающих с нестабильным расходом:

■ (в процессе компрессирования, свабирования, в режиме накопления и др.), а также в осваиваемых низкодебитных скважинах, характеризующихся нестационарными условиями исследований, используют следующие элементы технологий;

■ регистрацию серии разновременных диаграмм по глубине в процессе изменения режима работы скважины (или ее возбуждения), а также на последующем этапе затухания притока;

■ регистрацию на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры при пуске или измене-

нии режима работы скважины, в том числе кривых изменения давления на забое скважины;

- при подъеме уровня жидкости в стволе;
- регистрацию кривых изменения во времени давления на устье скважины (на буфере, в межтрубье) и на забое;
- фиксацию текущего местоположения фазовых уровней (уровней жидкости и раздела «вода-нефть») методами оценки состава флюидов в интервале перемещения уровней.

Активные технологии

Применяют в скважинах, находящихся в эксплуатации, когда стандартные технологии оказываются неэффективными. Их выполняют по индивидуальным программам. Технология выполнения заключается в проведении геофизических измерений в процессе активных воздействий на пласты, к которым относят:

- химические воздействия – обработки пород соляной, плавиковой и другими кислотами;
- термические – прогрев пласта либо закачка в пласт воды с другой температурой;
- гидродинамические снижение и повышение уровня флюидов в скважине (методика переменных давлений);
- закачку в исследуемые пласты меченых веществ, которые представляют собой жидкости, обогащенные искусственными радиоактивными изотопами либо содержащие вещества с аномальными свойствами поглощения нейтронов;
- наведение искусственной гамма-активности пород.

ЗАДАЧИ

1. По предложенной преподавателем скважине провести обработку диаграмм эллектрометрии и радиометрии целью выделения ВНК (рис. 1. Приложение В).

2. Выделить обводнение нефтеносных пластов комплексом ГИС (рис. 2. Приложение В).

3. Выделить, продуктивны пласты обводненные пресной водой по комплексу методов ГИС (рис. 3. Приложение В).

4. Определить начальное и текущее ВНК и интервал обводнения комплексом ГИС (рис. 4. Приложение В).

5. Выделить обводнение нефтеносных пластов методом СП (рис. 5. Приложение В).

6. Выделить обводненные и нефтеносные пласты методом широкополосного акустического каротажа (рис. 6. Приложение В).

7. Выделить интервалы затрубной циркуляции в действующей скважине по данным ГИС (рис. 7. Приложение В).

8. Определить работающие интервалы и тип флюида по диаграммам каротажа (рис.8. Приложение В).

9. Определить источник заводнения в скв. 440 комплексом ГИС (рис. 9. Приложение В).

Контрольные вопросы:

1. Какие основные задачи нефтегазопромысловой геологии и разработки месторождений нефти и газа выполняются комплексом геофизических методов?

2. Какие факторы определяют начальное пластовое давление нефтяных месторождений

3. В чем суть исследований процесса вытеснения нефти в пласте?

4. Методы определения первоначального положения ВНК, ГВК и ГНК

5. По каким признакам на каротажных диаграммах осуществляют контроль за перемещением водонефтяного контакта (ВНК) и контуров нефтеносности?

6. Каковы показания на кривых НГМ или ННМ-Т полученных по методике временных замеров позволяют выделить ГНК?

7. Какими методами ГИС осуществляется контроль за ГНК.

8. Каков характер изменения кривых радиометрии и термометрии в необсаженных и обсаженных стальными трубами скважинах при оценке заводнения пластов?

9. При каких условиях данным кривые электрического каротажа можно использовать при оценке заводнения пластов?

10. Каковы возможности определение интервалов обводнения нефтяной залежи методами СП и термометрии?

11. Методика оценки степени выработанности нефтяного месторождения по данным ГИС.

4.2. Интерпретация результатов изучения технического состояния скважин

Изучение технического состояния скважин включает решение следующих задач:

1) оценка качества цементирования обсадных колонн;

2) определение мест притоков и поглощения жидкости в скважине за счет негерметичности обсадных колонн и зон затрубной циркуляции флюидов;

3) определение состава и уровня жидкости в скважине и межтрубном пространстве;

4) определение местоположения муфтовых соединений.

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 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*

■ локация муфт (ЛМ),

■ гамма-каротаж (ГК) для привязки полученных данных к разрезу,

■ 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 ля определения высоты подъема цемента ведут в первые 24 ч 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 ч по окончанию цементирования, полного схватывания цемента и разбуривания стоп-кольца.

Для выделения интервалов перфорации проводят гамма-каротаж (с целью привязки геофизических данных к глубине).

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, нгегерметичных муфт, страгиваний 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.

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 бурильного 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.

4.2.1. Оценка качества цементирования колонн

Цементирование обсадных колонн можно считать высококачественным, если наблюдается:

1) соответствие положения цемента в затрубном пространстве проектной высоте его подъема;

2) наличие цемента в затрубном пространстве в затвердевшем состоянии;

3) равномерное распределение цемента в интервале его закачки;

4) отсутствие каналов, трещин и каверн в цементном камне;

5) надежное сцепление цементного камня с колонной и породами.

Для контроля качества цементирования обсадных колонн используют методы термометрии, радиоактивных изотопов, акустический и гамма-гамма-метод.

Метод термометрии позволяет:

1) установить верхнюю границу цементного кольца;

2) выявить наличие или отсутствие цемента в затрубном пространстве;

3) определить степень равномерности распределения цемента по разрезу, связанную с литологией пород.

Зацементированный интервал на термограмме отмечается повышенными значениями температуры на фоне общего постепенного возрастания ее с глубиной и расчлененностью кривой по сравнению с кривой против незацементированных участков скважин (рис. 4.22).

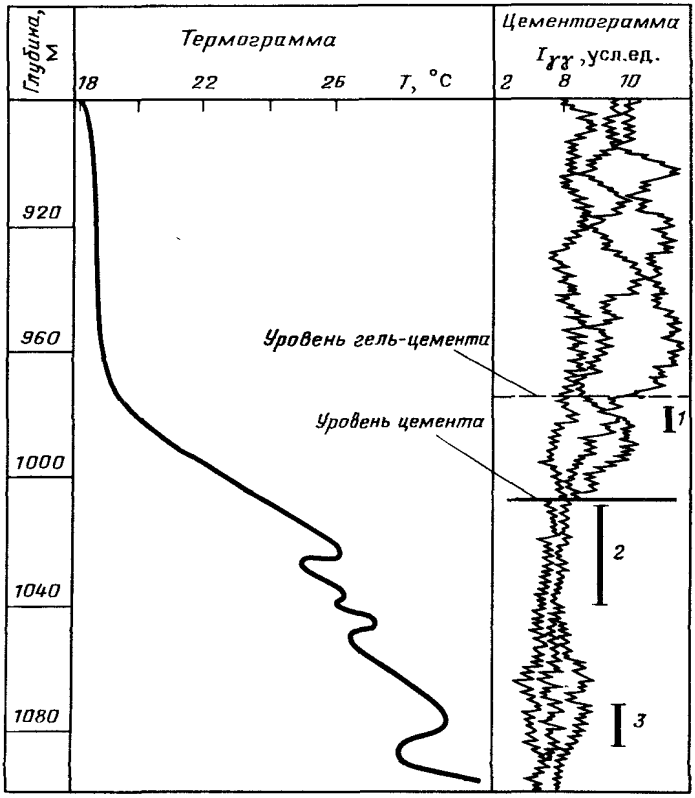


Рис. 4.22. Определение качества цементирования обсадной колонны по данным термометрии и гамма-гамма-метода:
1, 3 – *интервалы с некачественной заливкой цемента,*
2 – *интервал качественного цементирования*

Наибольшие аномалии на термограмме можно зафиксировать в промежутке времени от 6 до 24 ч после окончания заливки цемента. Уровень цемента по термограмме устанавливается на 5–10 м ниже начала подъема температурной кривой, тем самым учитывается распространение тепла вдоль ствола скважины.

В интервале нахождения цемента дифференциация температурной кривой обусловлена литологией и кавернозностью разреза. Как правило, из-за различия тепловых сопротивлений песчаным, карбонатным, метаморфическим и изверженным породам соответствуют пониженные температурные аномалии, глинистым – повышенные. Кроме того, в глинистых породах температурный эффект чаще всего усилен за счет каверн, заполненных цементом. Неувязка температурных аномалий с литологией разреза свидетельствует о некачественном цементировании обсадной колонны (односторонняя заливка, разрывы сплошности цементного камня за колонной и др.).

Недостатки метода: 1) зависимость температурного ноля от времени проведения измерений после закачки цемента (по истечении 2 сут и более экзотермический эффект исчезает); 2) малая эффективность повторных измерений из-за нивелирования температурных аномалий за счет перемешивания жидкости в стволе скважины; 3) сложность от бивки границы цементного кольца при высоких температурах окружающих пород на больших глубинах (свыше 2000 м); 4) невозможность контроля степени твердения цемента, характера распределения его за колонной по периметру скважины и сцепления с колонной и горными породами.

Метод радиоактивных изотопов. Метод позволяет: 1) определить высоту подъема цемента; 2) выявить наличие цемента и установить характер его распределения в затрубном пространстве; 3) обнаружить в цементном камне каналы.

Наличие цемента в затрубном пространстве и его уровень подъема отмечается повышенными значениями гамма-активности на кривой ГМ за счет добавления в цементный раствор радиоактивных изотопов. До закачки активированного цемента регистрируют первоначальную кривую ГМ. Для активации цемента обычно применяют короткоживущие изотопы. Если требуется установить лишь высоту подъема цемента, то активируется только его первая

порция. С целью изучения характера распределения цемента в затрубном пространстве регистрируют кривую интенсивности гамма-излучения в функции угла поворота свинцового экрана с продольной щелью, окружающего счетчик гамма-квантов. Если цемент распределен вокруг колонны равномерно, а фактический диаметр скважины постоянен в разных направлениях, то кривая ГМ будет близка к прямой, параллельной оси абсцисс. При неравномерной толщине цемента вокруг колонны на кривой ГМ будут отмечаться отчетливые минимумы интенсивности гамма-излучения *(*ΔI_{imin}) и максимумы *(*ΔI_{imax}) – более неравномерно распределен цемент за колонной, тем значительнее разница гамма излучения $\Delta I_{\gamma и} = I_{\gamma и\, max} - I_{\gamma и\, min}$.

Этот метод применяется в том случае, когда требуется закачать небольшое количество активированного цемента, например при ремонтных работах. Повторная заливка активированного цемента позволяет обнаружить в цементном камне каналы. Расхождение в значениях интенсивности гамма-излучения *(*$\Delta I_{и}$) на кривых ГМ, снятых после цементирования колонны без изотопов и с их добавкой, свидетельствует о перемещении активированного цементного раствора по каналам в цементном камне.

Качество цементирования обсадных колонн можно также оценить путем закачки в перфорированный интервал активированной изотопами жидкости.

Порядок работы с изотопами следующий: 1) регистрируется контрольная кривая ГМ в исследуемом интервале скважины; 2) через насосно-компрессорные трубы, опущенные в скважину до уровня верхних перфорационных отверстий, закачивают в скважину и задавливают в отверстия активированную жидкость; 3) через 3–4 ч проводят интенсивную промывку скважины через пространство между колонной и НКТ; 4) после подъема НКТ регистрируют повторную кривую ГМ.

Сопоставление контрольной и повторной кривых ГМ позволяет выявить интервалы проникновения активированной жидкости за колонной. При хорошем качестве цементирования колонны активированная жидкость проникает только в интервал перфорации, при плохом – ниже или выше зоны перфорации.

Недостатки метода: 1) необходимо соблюдать особые правила техники безопасности, 2) применение его возможно только в перфорированных скважинах; 3) исследуются сравнительно небольшие участки заколонного пространства; 4) трудоемкость работ, приводящая к длительному простою скважин.

Гамма-гамма-метод. Этот метод позволяет.

1) установить высоту подъема цемента;

2) определить наличие цемента и характер его распределения в интервале цементирования;

3) фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гель-цемент),

4) выявить в цементном камне небольшие раковины и каналы; 5) определить эксцентриситет колонны.

Поскольку плотности цементного камня ($\sigma_Ц$=1,84–2,0 г/см^3) и промывочной жидкости ($б_р$=1,2–4–1,3 г/см^3) значительно различаются, а интенсивность вторичного гамма-излучения *1уу* при работе с заинверсионными зондами находится в обратной зависимости от плотности среды, то на регистрируемой кривой ГГМ участки с цементом четко выделяются пониженными показаниями *1уу* по сравнению с интервалами, содержащими за обсадной колонной промывочную жидкость.

Интерпретация цементограмм состоит в следующем. Степень дифференциации кривых ГГМ определяется параметром $1уу_{max}$ /$1Iуу_{min}$, т. е. отношением максимальных и минимальных показаний рассеянного гамма-излучения в изучаемом интервале глубин. Чем больше отличается это отношение от единицы в данном сечении скважины, тем меньше центрирована колонна и менее равномерно распределен цемент в затрубном пространстве.

Пример интерпретации цементограммы, полученной прибором с трехканальным зондом, приведен на рис. 4.22. В зацементированном участке скважины наибольшие значения *1уу* характерны для каверн, так как плотность цементного камня меньше плотности горных пород ($\sigma_П$ = 2,7–2,8 г/см^3).

Интерпретация круговых цементограмм подобна интерпретации обычных цементограмм. На диаграмме проводят линии цемента $1уу_ц$ (максимальные показания против каверны с цементом), породы $1уу_п$ (минимальные показания против зацементи-

рованного участка скважины при номинальном ее диаметре), цемент–порода $1уу_{цп}$ (максимальные показания против зацементированного участка скважины при номинальном ее диаметре), раствора $1уу_{р}$ (максимальные показания на кривой против каверны с промывочной жидкостью), раствор-породы $1уу_{рп}$ (максимальные показания против незацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре) (рис 4.23а).

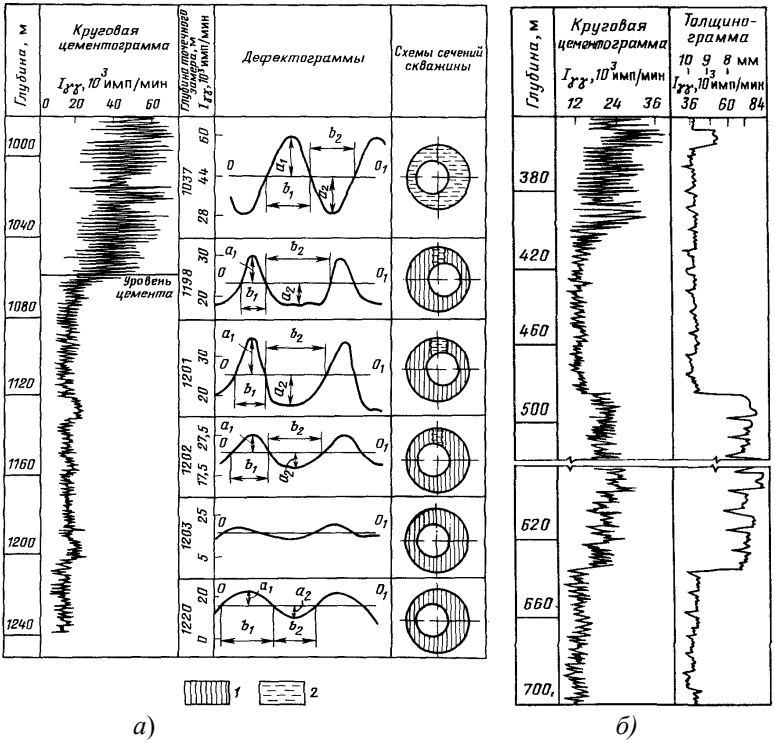


Рис. 4.23. Определение качества цементирования обсадной колонны:
а -по данным круговой цементограммы и дефектограммы,
в- пример круговой цементограммы и толщинограммы:
1 – цемент, 2 *– промывочная жидкость*

По относительному расположению этих линий судят о качестве цементирования. Если величины $1yy_{mm}$ близки к $1yy_n$, а $1yy_{\max}$ не превышает $1yy_ц$, то этот вариант соответствует хорошо зацементированному интервалу. Если же значения $1yy_{min}$ приближены к $1yy_{цц}$ и величины $1yy_{max}$ превышают $1yy_ц$ и $Iyy_{цц}$, то интервал характеризуется неполным заполнением затрубного пространства цементным камнем. Критерии оперативной оценки качества цементирования обсадных колонн по круговым цементограммам при $\sigma_ц$= 1,84–1,9 г/см^3 и $\sigma_р$= 1,24–1,3 г/см^3 приведены в табл. 4.1.

С помощью дефектограммы изучают распределение цемента по сечению колонны путем точечных измерений $1yy$ в заданных интервалах скважины. Если вещество в затрубном пространстве имеет однородную плотность, то дефектограммы имеют синусоидальный вид, наличие же каналов в цементном камне и одностороннее цементирование обсадных колонн приводят к резкому искажению синусоидального вида кривых.

Таблица 4.1.

Критерии оценки круговых цементограмм

Характер заполнения затрубного пространства	$\frac{I_{\gamma\gamma\max}}{I_{\gamma\gamma ц}}$	$\frac{I_{\gamma\gamma\ \max}}{I_{\gamma\gamma цп}}$	$\frac{I_{\gamma\gamma\max}}{I_{\gamma\gamma ц}}$	$\frac{I_{\gamma\gamma\max}}{I_{\gamma\gamma цп}}$	$\frac{I_{\gamma\gamma\max}}{I_{\gamma\gamma ц}}$	$\frac{I_{\gamma\gamma\ \max}}{I_{\gamma\gamma цп}}$
	$d_с$ = 295 мм $d_к$ = 168 мм		$d_с$ = 214 мм $d_к$ = 146 мм		$d_с$ = 193 мм $d_к$ = 146 мм	
Цементный камень	0,9 - 1,0	0,9 - 1,2	0,7 – 0,9	0,9 - 1,2	0,5 - 0,7	0,9 - 1,2
Жидкость	> 1,5	> 1,6	> 1,3	> 1,5	> 1,0	> 1,4

Качество цементирования с помощью дефектограмм оценивается по протяженности положительной и отрицательной полуволн (рис. 4.22б). Средняя линия для кривых проводится так, чтобы и $a_1 \approx a_2$. Если $b_1 = b_2$, то цементирование хорошего качества, если $b_1 \neq b_2$ – плохого. Искажение правильной синусоидальной формы кривых $1yy$ связано с наличием в цементном камне каналов площадью более 10 % сечения скважины с неравномерной заливкой цементного раствора. На интенсивность $1yy$ оказывают также влияние толщина

стенки обсадных колонн, диаметр скважины, изменение плотности горных пород и другие факторы, которые необходимо учитывать при интерпретации цемеитограмм и дефектограмм.

На рис. 4.23 показаны результаты комплексных измерений дефектомером и толщиномером. Привлечение данных о толщине стенок обсадных колонн значительно облегчает интерпретацию цементограмм. При отсутствии толщинограммы можно было бы сделать неверный вывод о плохом качестве цементирования интервала 486–635 м.

Количественная интерпретация цементограмм осуществляется с целью оценки плотности вещества в затрубном пространстве скважины и определения эксцентриситета обсадной колонны.

Преимущества гамма-гамма-метода: возможность проведения измерений независимо от времени, прошедшего после окончания цементирования. Недостатки метода: невозможно выделить мелкие каналы площадью менее 8–10 % площади сечения затрубного пространства скважины; необходимо, чтобы плотность цементного камня существенно отличалась от плотности промывочной жидкости и была большой разница диаметров скважины и колонны.

Акустический метод (АК). Наибольшую информацию о качестве цементирования обсадных колонн дает акустический метод, который позволяет:

1) установить высоту подъема цемента;

2) выявить наличие или отсутствие цемента за колонной;

3) определить наличие каналов, трещин и каверн в цементном камне, в том числе и небольших размеров;

4) изучить степень сцепления цемента с колонной и горными породами;

5) исследовать процесс формирования цементного камня во времени.

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

Простейший измерительный зонд АК, содержащий в своем составе излучатель, упругих волн звукового (2-20 кгц) и ультразвукового (2-60 кгц) диапазонов частот и расположенный от него на определенном расстоянии (1,4-3,5 м) широкополосный приемник (рис 4.24).

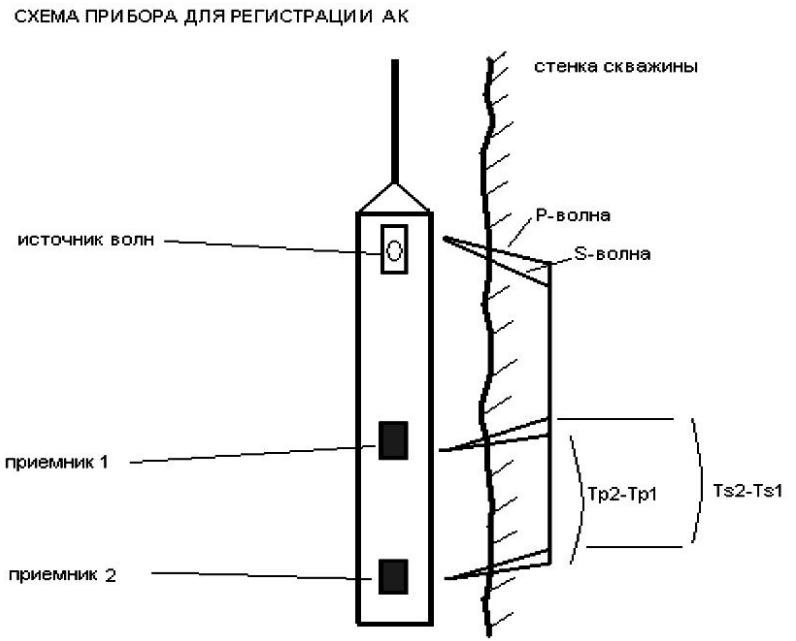


Рис 4.24 Схема прибора регистрации акустического каротажа

Амплитуда трубной волны определяется коэффициентом $a_ц$ эффективного поглощения (коэффициентом затухания) продольных волн:

$$A_к = A_{к\,0} \exp\,(-\alpha_ц \Delta l),$$

где $A_к$, $A_{ко}$ – амплитуды трубной волны соответственно в произвольной и исходной точках; Δl – расстояние между излучателем и приемником упругих колебаний (база измерения).

Теоретическими и экспериментальными исследованиями установлено следующее.

1. Надежный контакт цемента с обсадной колонной характеризуется отсутствием трубной волны, при этом амплитуда $A_к$ на диаграмме минимальна, а амплитуда $A_п$ по породе имеет высокие значения (рис. 4.25). Если скорость распространения уп-

ругих волн по горной породе больше, чем по трубе, на кривой АК может возникнуть дополнительная аномалия. Для исключения неоднозначности в интерпретации данных АК одновременно регистрируются кривые времени распространения волн по породе $\tau_п$ или же по колонне $\tau_к$.

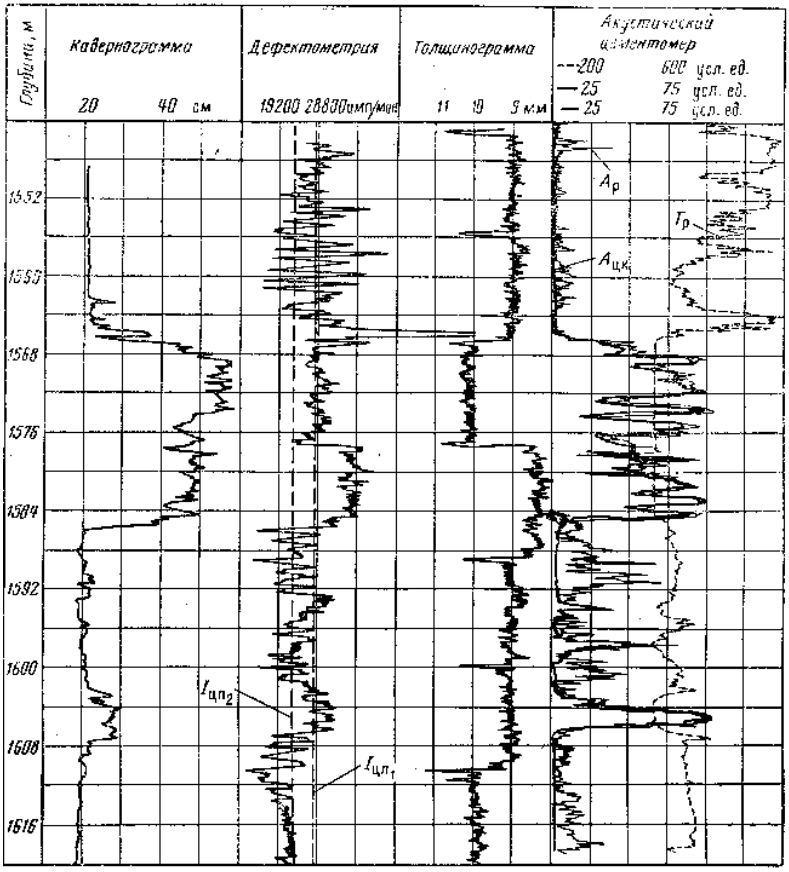


Рис. 4.25. Комплексное исследование акустической и гамма-цементометрии для исследования технического состояния скважин. *Диаграммы: $A_Р$ – амплитуда продольной волны, Тр – интервал времени продольной волны, $A_{ук}$– волны по цементному камню*

2. Отсутствие или плохое сцепление цемента с обсадной колонной фиксируется максимальной амплитудой $A_к$ трубной волны и минимальной амплитудой A_P продольной волны по горной породе.

3. При неполном сцеплении цемента с колонной регистрируется в первом вступлении амплитуда трубной волны $A_к$, имеющая промежуточную амплитуду по сравнению с амплитудами при надежном и плохом контактах цемента с колонной. Интерпретировать подобную волновую картину наиболее сложно.

На амплитуду трубной волны оказывают влияние ряд факторов: база измерения, толщина и состав цементной смеси, время формирования цементного камня и наличия в нем дефектов, внешнее покрытие обсадных труб, давление и температура в скважине и др. Эти факторы необходимо принимать во внимание при интерпретации диаграмм АК.

Процесс формирования цементного камня со временем вызывает изменение амплитуд трубных волн. По величинам амплитуд $A_к$ весьма четко различаются два состояния: незагустевший цементный раствор и цементный камень. В первом случае наблюдаются максимальные амплитуды, которые равны амплитудам в незацементированной колонне, во втором – минимальные амплитуды трубных волн на уровне шумов.

Различные факторы, оказывающие влияние на формирование цементного камня, могут увеличивать его проницаемость, ухудшать силу и прочность сцепления с горными породами и металлом обсадных труб, приводить к образованию в нем каналов, трещин и разрывов. С уменьшением сплошности цементного камня, с увеличением размеров каналов, трещин и разрывов амплитуда трубной волны увеличивается. Когда интервал отсутствия цемента равен или больше базы зонда, амплитуда трубной волны достигает значения амплитуды в свободной колонне.

При интерпретации кривых акустического цементомера за основу берутся показания кривой $A_к$, кривые $A_и$, $\tau_п$, $\tau_к$ являются вспомогательными. Кривая $\tau_п$ достигает максимального значения на участках колонны с хорошим сцеплением цементного камня с колонной и плохим – с горной породой. В этом случае величина $\tau_п$ близка ко времени пробега упругой волны по про-

мывочной жидкости. Минимальная величина регистрируемого времени $\tau_п$ меньше времени прохождения продольной волны по колонне $\tau_к$ и наблюдается в интервалах, характеризующихся высокой скоростью распространения колебаний в горной породе при жесткой связи цементного камня с колонной и стенками скважины.

В разрезах скважин, где скорость распространения продольных волн по породе $v_{\text{П}}$ превышает скорость их распространения по колонне $v_{\text{к}}$ $(v_{\text{П}} > v_{\text{к}})$, или в случае низких $v_{\text{П}}$ и больших затуханий волн определение качества цементирования обсадных колонн по параметрам $A_п$, $\tau_п$ и $\tau_к$ затрудняется. При $v_{\text{п}} > v_{\text{к}}$ (высокоскоростной разрез) вместо волны по колонне регистрируют волну по породе, а при низких $V_п$ и больших затуханиях волн (низкоскоростной разрез) вместо волн по породе регистрируют гидроволну.

Надежность определения качества цементирования обсадных колонн повышается, если одновременно с записью кривых акустическим цементомером фотографировать волновые картины, получаемые этим цементомером (рис 4.26). Качество цементирования по волновым картинам оценивается по следующим признакам.

1. Незацементированная колонна на волновой картине отмечается мощным долго не затухающим сигналом трубных волн, приходящим за время $\tau_к$, которое равно времени пробега волны на базе зонда со скоростью стержневых волн в стали. Время $\tau_к$ для базы $\Delta l = 2{,}5$ м в зависимости от диаметра колонны и физико-механических свойств жидкости в скважине может изменяться от 500 до 650 мкс (рис. 4.27, в.к. 1).

2. Хорошее качество цементирования обсадных колонн (надежное сцепление цементного камня с горной породой и колонной) в низкоскоростном разрезе отмечается на волновой картине малой амплитудой $A_к$ и значительной амплитудой $A_и$. Типы волн в этом случае отчетливо разделяются по времени их вступления (рис. 4.27, в.к. 5). Если $A_к$ меньше критической величины, выше которой контакт цементного камня с колонной считается

неполным, а A_n и τ_n коррелируются со значениями этих величин, полученными при исследовании необсаженной скважины акустическим методом, или со значениями кажущегося электрического сопротивления горных пород, то затрубное пространство является герметичным.

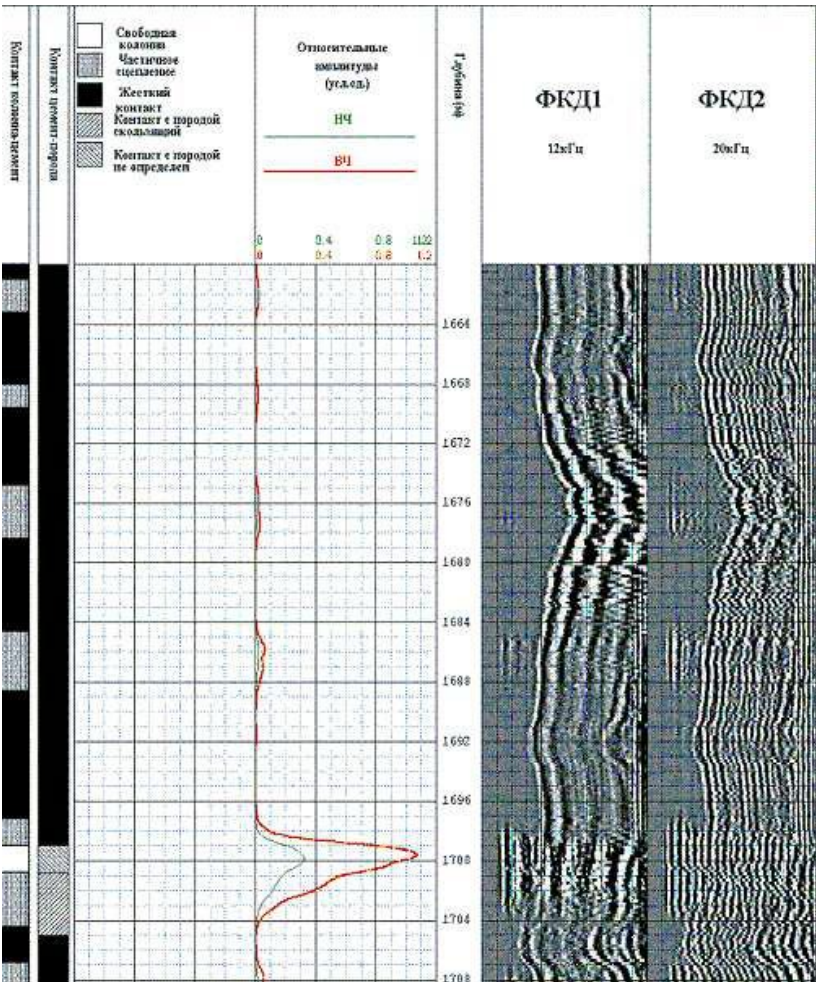


Рис 4.26 Акустический каротаж качества цементирования (АКЦ)

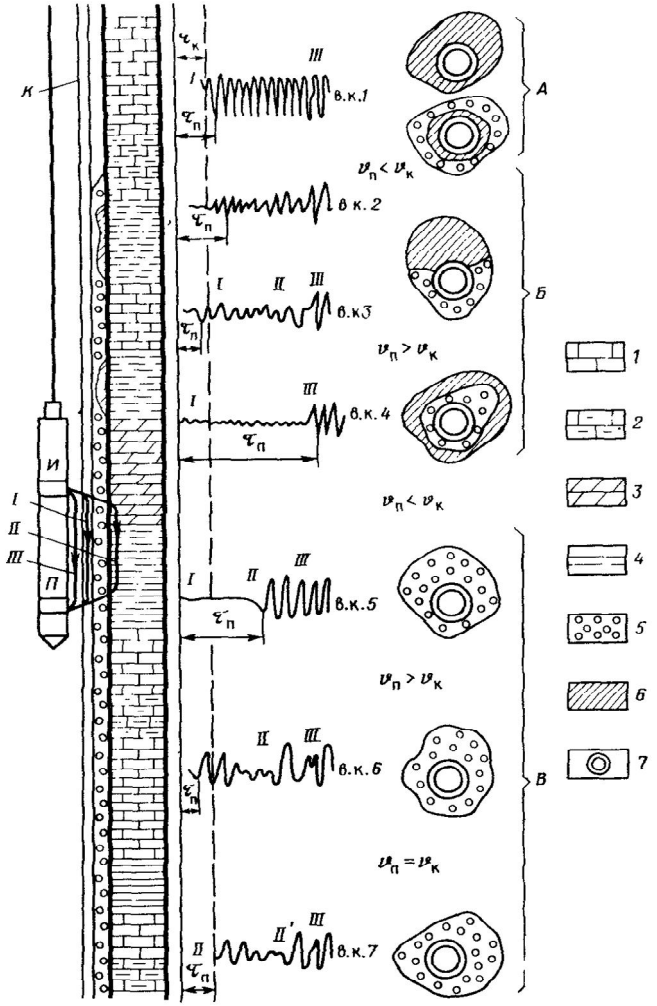


Рис. 4.27. Определение качества цементирования обсадной колонны но волновым картинам

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

3. В высокоскоростных разрезах, где различить однозначно волны, распространяющиеся по горной породе и по колонне, только по времени их вступления трудно, оценить качество цементирования обсадных колонн помогает частотная характеристика волн. Установлено, что частота продольных волн в горных породах возрастает с увеличением скорости их распространения, однако во всех случаях остается ниже частоты волны, распространяющейся по колонне (при частоте излучателя 25 кГц). Хорошее качество цементирования обсадных колонн в высокоскоростном разрезе отмечается на волновой картине неискаженным импульсом продольной волны частотой ниже 25 кГц и амплитудой, коррелирующейся с ее величиной, полученной до обсадки скважины, а также наличием поперечной волны частотой ниже 20 кГц (рис. 4.27, в.к. 6, 7).

4.В случаях, когда величина $A_к$ превышает критическое значение и не удается выделить волны по породе при наличии волны частотой 25–30 кГц, вступающей на временах больше 1300 мкс, а также при отсутствии корреляции значений амплитуд $A_п$ со значениями их в необсаженной скважине, затрубное пространство негерметично или его герметичность неопределенна (частичное цементирование) (рис. 4.27, в.к. 2, 3).

5. В высокоскоростном разрезе при частичном цементировании обсадной колонны сигнал с момента времени $\tau_к$ представлен волнами различной частоты. Этот признак позволяет отличить по волновой картине частичное цементирование от хорошего даже в случае надежной корреляции кривых амплитуды и времени, записанных до и после обсадки скважины колонной (рис. 4.27, в.к. 3).

Совместная интерпретация данных акустической цементометрии, акустического метода в необсаженной скважине и волновых картин дает наиболее достоверную оценку качества цементирования обсадных колонн.

Акустическая цементометрия также успешно применяется для контроля изменения состояния цементного камня после перфорации колонны и в процессе эксплуатации скважины. Простреломно-взрывные работы приводят к нарушению целостности цементного камня и уменьшают степень его сцепления с колонной.

Таким образом, лишь один акустический метод из всех рассмотренных выше позволяет установить наличие или отсутствие сцепления цементного камня с окружающими средами. Критерии оценки характера сцепления цемента с колонной и породами приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Критерии оценки качества цементирования обсадных колонн по данным акустического метода

Характер контакта		Амплитуды волн		
цемент–колонна	цемент–порода	$A_к$	$A_ц$	$A_п$
Жесткий	Жесткий	Нулевые	Нулевые	Максимальные
Скользящий	"	Средние	"	Средние
Жесткий	Скользящий	"	Средние	"
Скользящий	"	Высокие	"	Нулевые
Отсутствие цемента		Максимальные	Нулевые	"

Недостатки метода: при скользящем контакте цементного камня с обсадной колонной упругие колебания распространяются в основном по колонне, волны в последующих вступлениях не фиксируются, качество цементирования в этом случае определить невозможно; в высокоскоростном разрезе ($V_п$>5300 м/с) первые вступления при плохом и хорошем качестве цементирования относятся к волне, идущей по породе, поэтому однозначная интерпретация кривых $A_к$ и $A_п$ невозможна, необходима дополнительная регистрация волновых картин.

4.2.2. Выявление дефектов обсадных и насосно-компрессорных труб

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

Кроме специальных геофизических методов контроля технического состояния труб могут быть использованы также обычные методы ГИС при длине дефектного участка, превышающего разрешающую способность метода по вертикали. Так, на рис. 4.28 показано обнаружение интервала разрыва обсадной колонны по данным ННМ-Т, ГМ, ИМ и АМ и магнитного локатора. Разрыв колонны протяженностью 15,6 м зафиксирован в интервале 1374,4–1390,0 м повышенными показаниями ННМ-Т и ГМ, увеличением эффективного сопротивления на кривой ИМ на фоне нулевого значения рэ в колонне, нулевой амплитудой *Ак* упругих колебаний по АМ и изменением магнитного поля на кривой локатора муфт.

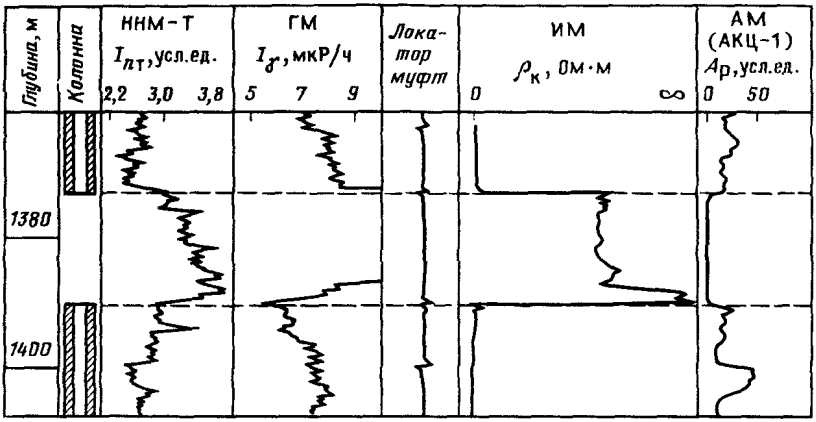


Рис. 4.28. Определение интервала разрыва колонны

Изменение толщины стенок труб, появление раздутий колонны в результате ее перфорации, интервалы разрыва и коррозионного износа достаточно уверенно фиксируются по гамма-гамма-толщинограмме (рис. 4.29). Шкала толщины стенок труб кк наносится на диаграмму по градуировочным кривым, полученным в эталонировочном устройстве.

Определение среднего внутреннего диаметра колонн, их овальность, смятие, выявление желобов можно осуществлять по данным измерений трубными профилемерами.

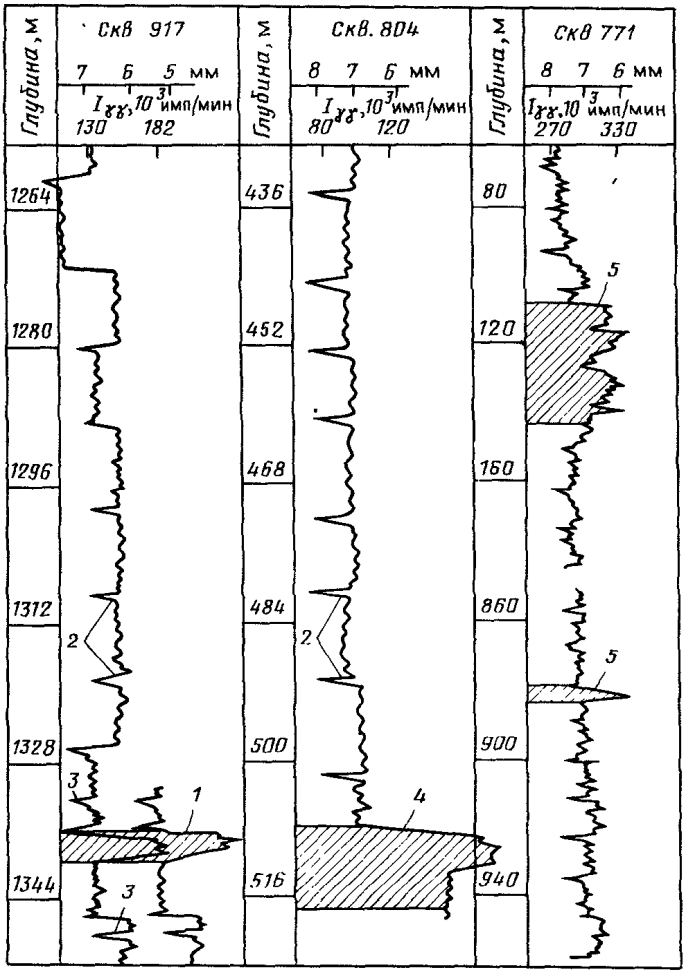


Рис. 4.29. Определение технического состояния обсадных колонн по гамма-толщинограмме: *1 – нарушение колонны в интервале перфорации,* 2 *– муфта колонны, 3 – центрирующие фонари,* 4 *– разрыв колонны,* 5 *– интервалы коррозионного износа*

Пример обнаружения вмятины в колонне в интервале 238,6–239,3 м и ее разрыва на глубине 240 м по данным скважинного акустического телевизора САТ-1, микрокаверномера (калибромера) и магнитного локатора приведен на рис. 4.40. Интервал перфорации может быть не установлен по данным магнитного локатора в случае изменения толщины стенки колонны за счет коррозии и разной степени ее намагниченности, при этом кривые локации муфт будут схожи с кривыми для перфорированных интервалов.

Результаты исследований дефектометрией обсадных колонн и НКТ необходимы при интерпретации данных расходометрии, установлении мест негерметачности труб и выявления затрубной циркуляции флюидов.

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

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

В необсаженных скважинах метод применяют для измерения диаметра скважины (по времени прихода отраженной волны), определения типа литологии пород, выделения зон вторичной пористости (трещиновато-кавернозных), положения границ пластов с различной акустической жесткостью.

В обсаженных скважинах метод применяют для определения внутреннего диаметра и эксцентриситета колонны, выделения положения муфт и различных дефектов, нарушающих целостность и гладкость колонны, уточняют также местоположение других элементов конструкции, определяют положение перфорационных отверстий, а также дефектов обсадной колонны и НКТ (см. рис. 4.30–4.31).

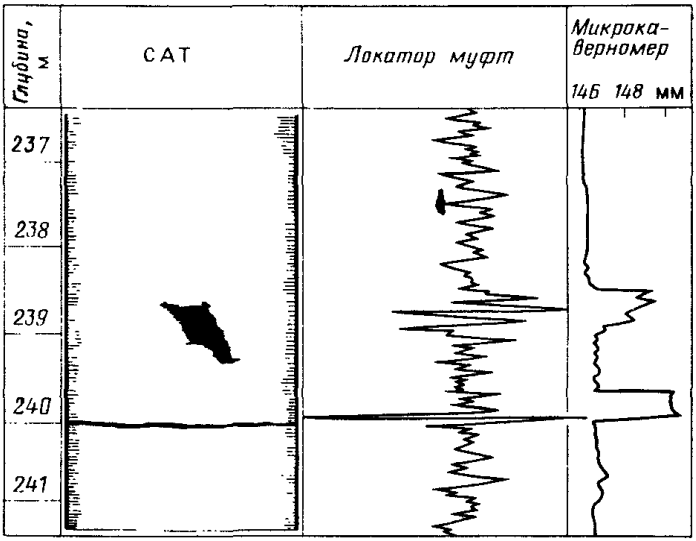


Рис. 4.30. Определение нарушения колонны акустическим телевизором, микрокаверномером и магнитным локатором

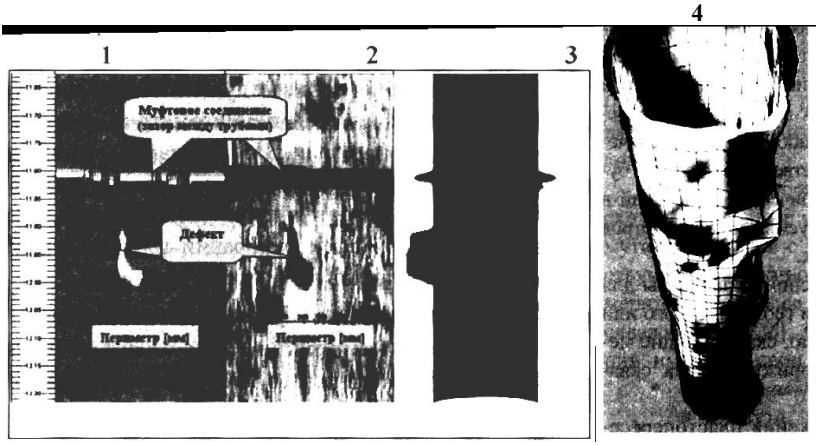


Рис. 4.31 Определение технического состояния обсадных колонн. Информативные возможности САТ(АВК):
1, 2 – сканообраз внутренней стенки трубы по времени прихода (1) и амплитуде сигнала (2), трехмерное изображение внутренней (3) и внешней (4) поверхностей трубы

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

4.2.3. Определение негерметичности обсадных колонн и интервалов затрубной циркуляции флюидов

Места негерметичности обсадных колонн, связанные с притоками и поглощениями флюидов, устанавливаются с помощью методов резистивиметрии, влагометрии, плотностеметрии, термометрии, изотопов, кислородного и расходометрии.

Негерметичность обсадной колонны с помощью резистивиметрии определяется по притоку или поглощению воды, отмечающейся по удельному электрическому сопротивлению от промывочной жидкости ствола скважины. Приток воды в скважину вызывается методом оттартывания. Место притока воды на кривой сопротивления отмечается повышением или понижением показаний удельного сопротивления $\boldsymbol{\rho}$ в зависимости от величины удельного сопротивления поступающей в скважину воды. Интервал негерметичности колонны, связанный с притоком жидкости, отмечается резким изменением показаний на кривой сопротивления.

Поглощение воды затрубным пространством из скважины через место негерметичности в колонне вызывается методом продавливания. С этой целью в ствол скважины закачивают порцию воды, резко отличающейся по удельному сопротивлению от воды, заполняющей скважину, и попутно с продавливанием жидкости производят измерения резистивиметром. Интервал негерметичности колонны, связанный с поглощением жидкости, фиксируется по прекращению изменений сопротивления жидкости в стволе скважины.

В случае сильных нефтегазопроявлений при определении мест негерметичности колонны и лифтовых труб следует использовать метод продавливания жидкости.

Данные влагометрии позволяют установить места негерметичности колонны по притокам флюидов с диэлектрической

проницаемостью, отличающейся от диэлекрической проницаемости $\xi_{отн}$ смеси в стволе скважины.

Места негерметичности обсадной колонны и лифтовых труб успешно определяют по данным обычной и высокочувствительной термометрии. В случае хорошей приемистости скважины измерения термометрией проводятся с применением закачки в нее воды под давлением, в случае низкой приемистости – после снижения уровня жидкости в скважине. В первом и во втором случаях проводятся: 1) контрольный замер термометром в остановленной скважине; 2) замер термометром после закачки воды в скважину или после снижения уровня жидкости в ней.

Определение негерметичности колонны с помощью снижения уровня жидкости в скважине позволяет установить место поступления флюида по величине дроссельного эффекта на кривой термометрии (рис. 4.32). В случае притока воды или нефти эффект положительный, в случае притока газа – отрицательный. В приведенном примере фиксируется поступление воды через негерметичное муфтовое соединение на глубине 1380 м. На кривой резистивиметра отмечается изменение удельного сопротивления жидкости, что подтверждает вывод о месте негерметичности колонны.

Места негерметичности обсадной колонны выше интервалов перфорации выделяются по увеличению градиента температур по сравнению с градиентами температур выше и ниже интервала негерметичности. При установлении мест негерметичности в интервалах между перфорированными пластами для более уверенной интерпретации следует привлекать результаты механической и термокондуктивной расходометрии.

Характерными признаками негерметичности обсадной колонны в зумпфе по данным термометрии являются:

1) резкое увеличение температуры в перемычках между пластами;

2) резкое приращение температуры в интервалах пластов-коллекторов, не вскрытых перфорацией;

3) отсутствие проявления дроссельного эффекта в перфорированном пласте на термограмме действующей скважины;

4) нулевой градиент температуры в зумпфе (термограмма располагается параллельно оси глубин).

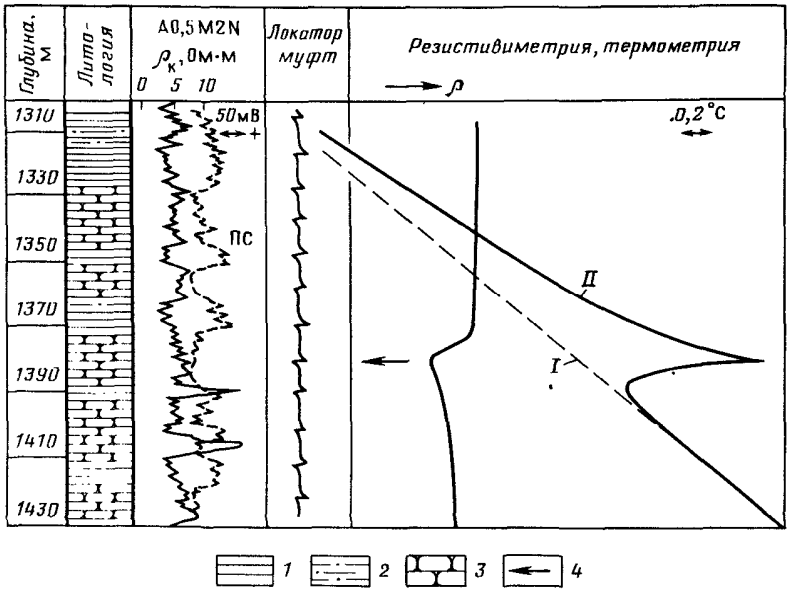


Рис. 4.32. Определение негерметичности колонны по данным термометрии и резистивиметрии в скв. 91. *I – геотерма; II – замер после снижения уровня жидкости в стволе скважины на 200 м; 1 – глина, 2 – алевролит,* 3 *– песчаник,* 4 *– место притока воды*

Однако однозначно судить по этим признакам о негерметичности колонны нельзя, т. к. они являются одновременно и признаками затрубной циркуляции флюидов. Поэтому в таких случаях для выявления интервалов негерметичности колонны необходимо привлекать данные расходометрии и методов определения состава флюидов.

Метод изотопов может быть использован для локализации мест негерметичности обсадных колонн в комплексе с другими методами ГИС.

Интервал негерметичности обсадной колонны, связанный с поступлением в скважину воды, по данным кислородного метода фиксируется увеличением параметра $\eta_{отн}$ (рис. 4.33). В случае притока воды в воду выше критического дебита место по-

ступления по измерениям КАНГМ может не зафиксироваться, так как кривая зависимости $\eta_{\text{отн}} = f(Q)$ на этом участке выполаживается (рис. 4.34).

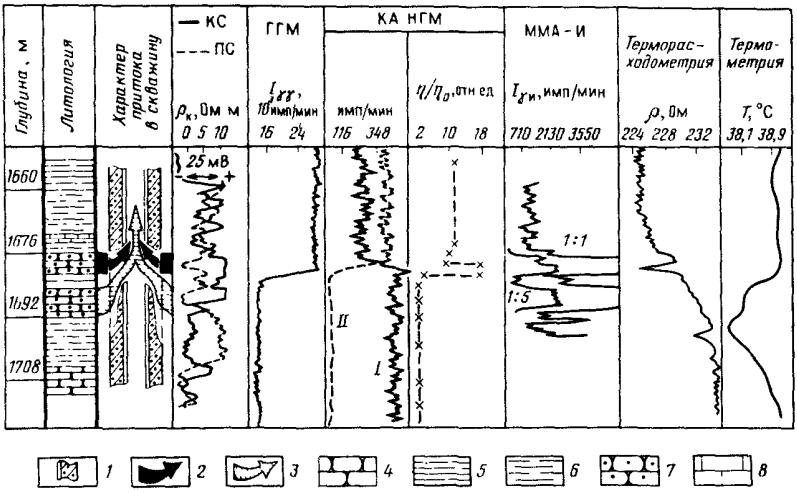


Рис. 4.33. Выявление затрубной циркуляции воды в действующей скв. 654: *I – прямой зонд 50 см, II – обращенный зонд 25 см; 1 – цемент в затрубном пространстве, 2 – приток нефти, 3 – приток воды, 4 – песчаник водоносный, 5 – глина, 6 – алевролит, 7 – песчаник нефтеносный, 8 – известняк*

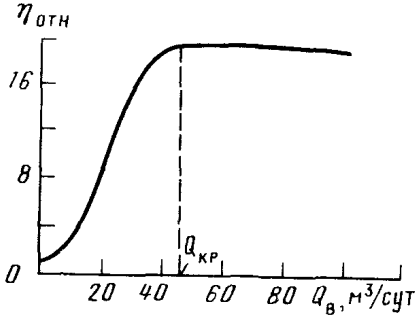


Рис. 4.34. Пример градуировочной зависимости параметра $\eta_{\text{отн}}$ кислородного метода от дебита *Qв*

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 $м^3$) жидкости, близкой по плотности к жидкости, первоначально заполнявшей скважину, но существенно отличающейся от нее по электрическому сопротивлению. Продвижение жидкости осуществляется последовательными доливами 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, расходометрии, изотопов, кислородного метода.

Наличие дефектов в цементном камне в обсадных колоннах, выявленных по результатам исследований цементометрии и дефектометрии, характеризует вероятность возникновения затрубных циркуляций и межпластовых перетоков флюидов при заданных градиентах давлений.

Из анализа термограммы, полученной в действующей скважине, по следующим характерным признакам: приращению температуры в интервалах пластов-коллекторов, не вскрытых перфорацией, нулевому градиенту температуры в зумпфе устанавливается возможность затрубной циркуляции между перфорированным и нижележащими неперфорированными пластами.

Возможности отдельных геофизических методов определения затрубной циркуляции флюидов зависят от условий проведения исследований в скважинах различного назначения. Необходимо различать условия проведения измерений методами ГИС в действующих скважинах (эксплуатационные и нагнетательные) и в неработающих скважинах (контрольные, остановленные).

Признаками обводнения продукции в результате затрубной циркуляции воды или негерметичности колонны являются ускоренный рост обводнения добываемой нефти или газа, изменение степени обводненности продукции при разных депрессиях на пласт, солевой состав воды в продукции, отличающийся от солевого состава нагнетаемой воды, отсутствие интервала обводнения в перфорированной части пласта по данным ИННМ, осолонение цементного камня по данным ННМ-Т в перемычках, прилегающих к пласту

Основным методом выявления затрубной циркуляции флюидов в эксплуатационной скважине является термометрия. Результаты термометрии наиболее надежны, если в скважине имеется зумпф глубиной около 10 м, т. к. имеется возможность определять циркуляцию флюида из нижележащего пласта.

Приток воды в скважину, работающую нефтью с водой, вследствие негерметичности колонны отмечается на плотностеграмме снижением показаний от нефти к воде (см. рис. 4.29).

Наличие дефектов в цементном кольце и обсадных колоннах является причиной возникновения затрубной циркуляции флюидов и поступления воды в скважину.

Исследования термометрией проводятся в интервалах, расположенных ниже участка перфорации и выше его. Признаками затрубной циркуляции флюидов из нижележащих пластов являются изменение температурного градиента по сравнению с нормальным для данного месторождения, проявление дроссельного эффекта в неперфорированном пласте, нулевой градаент температур в перемычке между исследуемыми пластами, отсутствие дроссельного эффекта в подошве перфорированного пласта.

Затрубная циркуляция воды из вышележащего неперфорированного пласта отмечается резким снижением градиента температуры в интервале движения воды и возрастанием температуры ниже перфорированного пласта в работающей скважине, а против пласта–источника обводнения наблюдается положительная аномалия температуры в остановленной скважине.

При небольшой величине зумпфа (2–3 м) и достаточно интенсивных перетоках воды (более 5 $м^3$/сут) затрубная циркуляция жидкости может быть установлена по данным кислородного метода (см. рис. 4.33).

По данным расходометрии перетоки по затрубному пространству из соседних неперфорированных пластов отмечаются аномально высокими дебитами из крайних отверстий перфорации, ближайших к пласту-источнику затрубной циркуляции. Давление пласта в источнике перетока обычно значительно превышает давление в перфорированном пласте, поэтому перфорированной пласт может прекратить свою работу, а приток в скважину будет происходить за счет перетока из соседнего пласта.

Метод изотопов в эксплуатационных скважинах для определения интервала затрубной циркуляции воды применяется лишь, в крайнем случае, при неоднозначности результатов измерений другими методами, т. к. в таких скважинах нежелательны длительные остановки, глушение и извлечение лифтовых труб. Интервал затрубной циркуляции флюидов отмечается повышенными показаниями *1уи* (см. рис. 4.29).

Перетоки нефти между перфорированными и неперфорированными пластами выделяются по данным термометрии и расходометрии аналогично определениям перетоков воды. Если переток нефти происходит из нижележащего пласта в верхний работающий пласт, то наличие затрубной циркуляции фиксируется на термограмме положительной аномалией против неперфорированного пласта, отдающего нефть. Наличие аномалии объясняется дроссельным эффектом. Дополнительным подтверждением работы нижележащего неперфорированного пласта является высокий удельный дебит нефти из нижних перфорационных отверстий.

Затрубную циркуляцию между перфорированным и соседними неперфорированными пластами можно выявить также по индикаторным диаграммам, полученным для интервалов притока из кровельной и подошвенной частей интервала перфорации и для прилегающих к ним перфорированных участков пласта до непроницаемой перемычки. По этим диаграммам определяются давления в кровле и подошве перфорированного интервала и соседних с ними нропластках. Если давление в кровле и подошве интервала перфорации выше давления в прилегающих к ним частям пласта и соответствует давлению в соседнем неперфорированном пласте, то между ними вероятна затрубная циркуляция.

В нагнетательных скважинах негерметичность цементного кольца и колонны приводит к поглощению закачиваемой воды другими пластами, не связанными с разработкой залежи. Нарушения технического состояния нагнетательных скважин выявляются по данным цементометрии, проведенной перед вводом скважины в работу, термометрии, методов изотопов, кислородного и расходометрии.

Признаками неудовлетворительного технического состояния скважины, а, следовательно, и наличия затрубной циркуляции воды, является быстрый рост приемистости скважины без увеличения репрессии на пласт, наличие дефектов цементного камня и обсадной колонны в перемычках между перфорированными и неперфорированными пластами, появление принимающих участков вне интервала перфорации, увеличение приемистости в кровле или подошве перфорированного интервала.

Данные термометрии, полученные в кратковременно остановленной скважине однозначно выявляют перетоки воды в неперфорированные пласты. Признаком перетока является отрицательная температурная аномалия на термограмме против поглощающего пласта. В действующей скважине термометрия позволяет установить затрубную циркуляцию в пласты, расположенные ниже интервала перфорации. Характерным признаком такого перетока на термограмме является нечеткая нижняя граница интервала приемистости, а также положение подошвы поглощающего интервала ниже участка перфорации.

Метод изотопов является основным методом для обнаружения перетоков воды после ремонта нагнетательных скважин, когда использование термометрии малоэффективно из-за наличия температурных аномалий, связанных с ремонтом скважин. Интервалы перетока воды фиксируются высокими значениями *1уи* показаний по сравнению с контрольными замерами *1у* гамма-метода.

Интенсивные перетоки воды в нижние неперфорированные пласты могут быть установлены по данным кислородного метода, особенно в случае небольшого зумпфа. Интервал перетока воды отмечается повышенными значениями параметра $\eta_{\text{отн}}$.

Главная задача исследования технического состояния *контрольных скважин* – выявление перетоков флюидов между неперфорированными пластами. В остановленных скважинах исследуется возможность возникновения затрубных циркуляций между перфорированными и неперфорированными пластами.

Затрубная циркуляция флюидов между неперфорированными пластами устанавливается по данным термометрии, кислородного метода, ИННМ, НГМ, ННМ-Т. Интервалы перетока флюидов уточняются с привлечением данных цементометрии и сведений о пластовых давлениях.

Признаками возможной затрубной циркуляции флюидов являются дефекты цементирования колонны в промежутках между исследуемыми пластами и наличие повышенных градиентов давления между изучаемыми пластами.

Термометрия является основным методом выявления затрубной циркуляции флюидов между неперфорированными пластами, а при установлении перетоков между нефтеносными невскрытыми перфорацией пластами – единственным методом.

Выявление перетоков флюидов осуществляется путем сравнения геотермы с термограммами, полученными в контрольных и остановленных скважинах. Применение метода термометрии основано на изучении теплообмена между скважинной жидкостью и флюидами, циркулирующими в затрубном пространстве. На участке затрубной циркуляции флюидов устанавливается сравнительно постоянная температура.

Признаком затрубной циркуляции флюидов является резкое снижение градиента температур на термограммах против вмещающих пород, расположенных между изучаемыми пластами, а в некоторых случаях и проявление дроссельной аномалии против пласта – источника перетока флюида. За верхнюю границу зоны затрубной циркуляции принимается подошва верхнего пласта, залегающего в интервале аномального поведения термограммы по отношению к геотерме, за нижнюю – кровля нижнего пласта. Источник перетока и тип циркулирующего флюида устанавливаются по виду и расположению термограммы относительно геотермы в интервале их расхождения.

Термограмма может быть расположена выше, ниже геотермы или пересекать ее.

Если термограмма расположена выше геотермы, то источник поступления флюида определяется по точке *А* максимальной температуры (рис. 4.35, *I, а, б)*. Если максимум температуры находится внизу, то переток флюида происходит из нижнего пласта в верхний, если вверху, то из верхнего пласта в нижний. При неопределенном положении точки максимальной температуры сравнивают давления в пластах или величины депрессии на верхний пласт, которая рассчитывается по формуле $\Delta p = \Delta T/\epsilon$, где ΔT – отклонение от геотермы, ϵ – коэффициент Джоуля-Томсона для жидкости, насыщающей верхний пласт. Источником перетока является пласт с большим давлением или, если Δp превышает реальные различия давлений верхнего и нижнего пластов, – нижний пласт (рис. 4.35, 1 *в*).

Если термограммы расположены ниже геотермы, то источник поступления флюида определяется по точке минимальной температуры В. Если минимум температуры находится внизу, то переток флюида происходит из нижнего пласта в верхний и нижний пласт является либо газоносным, либо обводненным нагнетаемыми водами с температурой ниже пластовой. В случае, когда минимум температуры находится вверху, флюид перетекает из верхнего пласта в нижний (рис. 4.35, II, *а, б*). Если положение минимума неопределенно, то источником перетока является либо газоносный, либо обводненный закачиваемыми водами пласт. Источник перетока устанавливается по давлению в пластах (рис. 4.35, II, *в*).

Когда термограмма пересекает геотерму, источник поступления флюида определяется по расположению термограммы относительно линии, параллельной оси глубин. Если термограмма расположена преимущественно правее этой линии, то переток флюида происходит из верхнего пласта в нижний, если левее, – то из нижнего в верхний пласт (рис. 4.33, III, *а, б*). В случае, когда в перемычке между пластами градиент температур равен нулю, источник перетока выделяется на основе анализа характера насыщения пластов (рис. 4.33, III, *в*). При этом учитывается, что вверх перемещаются газ и нагнетаемые воды с температурой ниже пластовой. Перетоки газа фиксируются по данным ИННМ и НГМ.

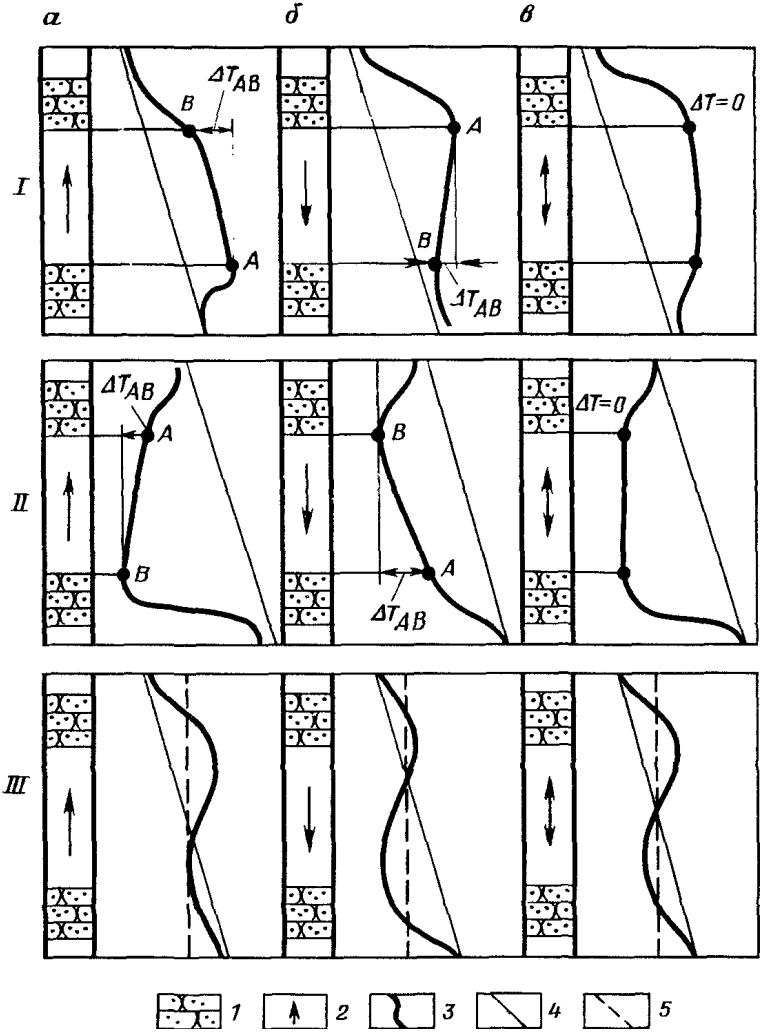


Рис. 4.35. Определение мест затрубной циркуляции пластовых флюидов по данным высокочувствительной термометрии.
I–III – случаи затрубной циркуляции воды разной температуры; 1 – песчаник, 2 – направление движения флюида, 3 – термограмма, 4 – геотерма, 5 – линия, параллельная оси глубин

Данные кислородного метода характеризуют интервал перетока воды повышенными значениями параметра $\eta_{\text{отн}}$ по отношению к показаниям КАНГМ в перемычке, где перетоки заведомо отсутствуют.

В остановленной скважине наиболее эффективным методом выявления перетока флюида между перфорированным и неперфорированным пластами является метод изотопов в комплексе с методом термометрии и данными цементометрии.

4.2.4. Определение положения уровня жидкостей, парафиновых и солевых отложений в скважинах

С целью выбора оптимального режима работы технологического оборудования скважин необходимо определять положение газонефтяного раздела, уровня жидкости, выявлять участки ценообразования, интенсивного отложения парафина и солей в стволе скважины. Эти данные обусловливают высоту подвески электропогружного насоса, выбор типа насоса в зависимости от его производительности, мероприятия по очистке кольцевого пространства. Кроме того, следует контролировать положение элементов различного технологического оборудования в скважине, например глубин установки пакерующих устройств, муфтовых соединений, воронки лифтовых труб и т. д.

В эксплуатационных скважинах с помощью обсадной колонны или насосно-компрессорных труб пакерующие устройства устанавливают для изоляции заколонного пространства, разобщения пластов при раздельной их эксплуатации и проведения ремонтных работ. Точность установки пакеров контролируется по данным радиоактивных методов (НГМ, ННМ-Т, ГГМ). Местоположения пакеров и глубину спуска НКТ определяют по уменьшению интенсивности регистрируемого излучения (рис. 4.36).

Положения уровня жидкости в эксплуатационных скважинах через насосно-компрессорные трубы устанавливают с помощью методов радиометрии (НГМ, ННМ-Т и ГГМ). Они позволяют выявлять уровень жидкости по разному содержанию ядер водорода в единице объема жидкости и газа и различной плотности этих сред. Уровень жидкости выделяют по резкому увеличению интенсивности регистрируемого излучения (рис. 4.37).

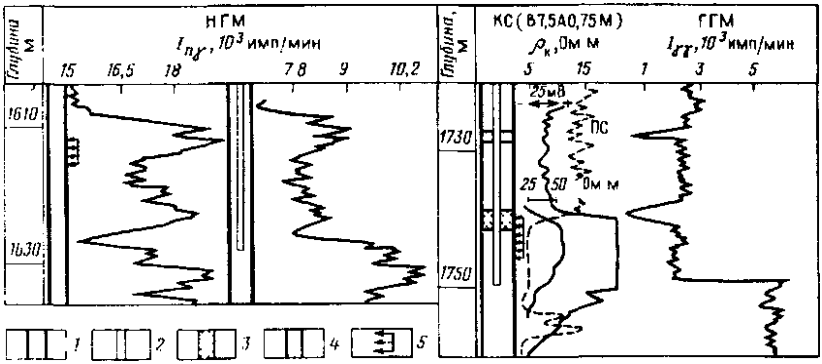


Рис. 4.36. Определение глубины спуска оборудования: 1 – *обсадная колонна,* 2 – *НКТ,* 3 – *пакер,* 4 – *репер,* 5 – *интервал перфорации*

Участки ценообразования выявляются также с помощью нейтронных методов и гамма-гамма-метода. По отношению к показаниям в жидкости участки ценообразования выделяются повышенными интенсивностями $I_{n\gamma}$, I_{nT} и $I_{\gamma\gamma}$.

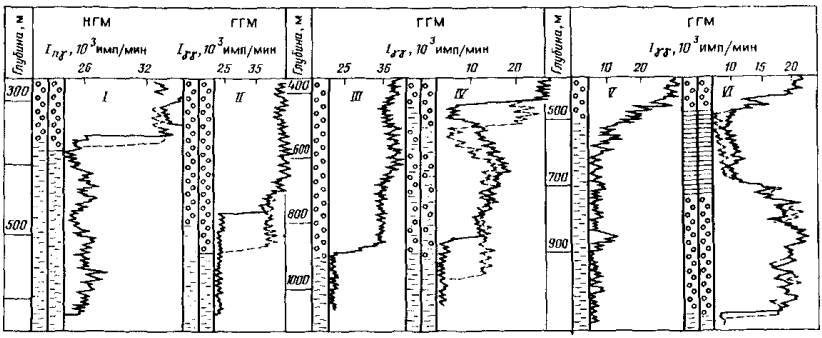


Рис. 4.37. Определение по данным радиометрии положения уровня жидкости в междутрубном пространстве**:** *I–VI – измерения положения уровня жидкости на разных стадиях разработки месторождения; диаграммы, показанные сплошной линией и пунктиром, различаются по времени, прошедшему от остановки глубинного насоса до начала измерений; 1 – жидкость, 2 – газ, 3 – газожидкостная смесь, 4 – парафин*

Отложения парафина часто встречаются в механизированных скважинах, в которых на устье межтрубное пространство оборудовано обратным клапаном. При срабатывании клапана с резким падением давления начинается разгазирование нефти, и по этой причине в межтрубном пространстве отлагается парафин. Границы его отложения не изменяются при перемещении уровня жидкости в межтрубном пространстве.

Измерение толщины парафиновых отложений позволяет контролировать накопление парафина и устанавливать оптимальные интервалы времени депарафинизации труб. О появлении парафиновых отложений судят по снижению дебита.

Для определения парафиновых отложений в межтрубном пространстве на основе нейтронных методов разработан специальный нейтронный способ (СНМ). Первый замер СНМ проводится в момент, когда межтрубное пространство заполнено водой и нефтью. Изменение регистрируемой интенсивности по стволу скважины будет отражать только литологию окружающих пород, поскольку нефть, вода и парафин имеют близкие нейтронные характеристики. Далее, с помощью компрессора устанавливается уровень жидкости в межтрубном пространстве ниже интервала отложений парафина, замер НМ по стволу скважины повторяется. Интенсивность радиоактивного излучения теперь будет зависеть как от литологии пород, так и от количества парафина, отложившегося на обсадной колонне и НКТ. Путем сопоставления двух диаграмм НМ определяют толщину парафиновых отложений

Лучше всего использовать замеры плотности надтепловых нейтронов (ННМ-НТ) и вторичного гамма-излучения (НГМ), поскольку для этих методов справедливо допущение об идентичности нейтронны теристик парафина, нефти и воды, а зависимость регистрируемой интенсивности от толщины парафиновых отложений прямолинейна. Профили парафиновых отложений, полученные по данным радиометрии и дифференциальному измерителю диаметра труб, после подъема их на поверхность хорошо согласуются между собой (рис. 4.38).

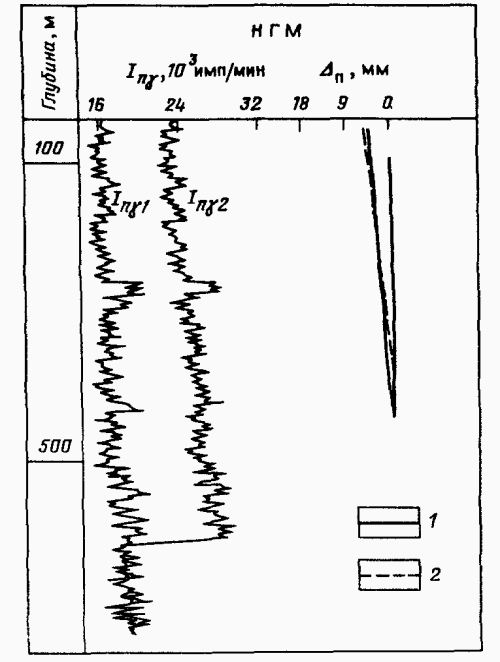


Рис. 4.38. Определение профиля парафиновых отложений по данным НГМ:
Δn – толщина отложений парафина по данным; 1 – радиометрии, 2 – дифференциального измерителя диаметра труб; Iпу1 – интенсивность НГМ при заполнении межтрубного пространства глинистым раствором; Iпу2 – то же при уровне раствора на глубине 615 м

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

Наиболее распространено выпадение солей карбонатов кальция ($CaC0_3$) и магния ($MgC0_3$), сульфатов кальция ($CaC0_4$) и бария ($BaS0_4$) из нефти, воды или из перенасыщенных растворов. В результате солеотложения уменьшается поперечное сечение эксплуатационных колонн и труб, что приводит к снижению дебита нефти. Наиболее часты солеотложения в насосно-компрессорных трубах.

Контроль за местоположением солевых отложений в НКТ и призабойпой части скважины можно проводить методами ГГМ-П и профилеметрии.

Таким образом, геофизические методы широко используются для контроля технического состояния эксплуатационных и нагнетательных скважин и позволяют решать практически все задачи, возникающие в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений.

ЗАДАЧИ

1. Напишите заключение о результатах исследований ГИС для оценки технического состояние эксплуатационной скважины (рис. 4.25).

2. Определить глубину спуска оборудования в скважину комплексом ГИС (рис.10.Приложение В).

3. По каким признакам ГИС на каротажных диаграммах определяется положение уровня жидкости в междутрубном пространстве (рис. 4.37).

4. Оценить качество сцепления цементного камня с колонной по данным акустической цементометрии (рис. 11. Приложение В).

5. По каким признакам на каротажных диаграммах определены местоположения соединительных муфт, нарушений ОК и интервала перфорации. Определите местоположения прихвата обсадной колонны (рис. 12. Приложение В).

Контрольные вопросы:

1. Основные задачи раешаемые при техническом исследовании скважин комплексом ГИС

2. Какими методами ГИС, и по каким признакам на каротажных диаграммах определяется соответствие положения цемента в затрубном пространстве проектной высоте его подъема?

3. Какими методами ГИС, и по каким признакам на каротажных диаграммах определяется наличие цемента в затрубном пространстве в затвердевшем состоянии?

4. Какими методами ГИС, и по каким признакам на каротажных диаграммах определяется равномерное распределение цемента в интервале его закачки?

5. Какими методами ГИС, и по каким признакам на каротажных диаграммах определяется отсутствие каналов, трещин и каверн в цементном камне?

6. Какими методами ГИС, и по каким признакам на каротажных диаграммах определяется надежное сцепление цементного камня с колонной и породами?

7. Какими методами ГИС, и по каким признакам определяют место и профиль парафиновых и соленых отложений в эксплуатационной скважине?

8. Какие характерные признаки на кривых каротажа наблюдаются при выявлении затрубной циркуляции флюидов в эксплуатационной скважине?

9. Можно ли оценить негерметичные муфты и другие места поглощения жидкости в колонне по данным термометрии, дебитометрии и резистивиметрии и по каким признакам?

10. Каким методом, и по каким признакам определяются средний внутренний диаметр колонн, их овальность, смятие, выявление желобов?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Комаров С.Г.* Геофизические методы исследования скважин. –М.: Недра, 1973.

2. *Померанц Л.И.* Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин. –М.: Недра, 1981. –323 с.

3. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика. /Под ред. *В.М. Запорожца*. –М.: Недра, 1983.

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

5. *Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н.* Промысловая геофизика: учебник. –М.: Нефть и газ, 2004. –180 с.

6. *Сковородников И.Г.* Геофизические исследования скважин: Курс лекций. - Екатеринбург: УПТА, 2003.

7. *Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Д.* Геофизические исследования в скважинах. –М.: Недра, 1982. –351 с.

8. *Карогодин Ю.Н.* Введение в нефтяную литологию. – Новосибирск: Наука, 1990. –235 с.

9. *Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., КожевниковД.А.* Петрофизика. М: Недра,2004.

10. *Итенберг С.С.* Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. –М.: Недра, 1972, -349.

11. *Дахнов В.Н.* Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. –М.: Недра, 1982. –366 с.

12. *Белозёров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е.* Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири //Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск: 1984. –С. 11–23.

13. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. РД-39-100-91.Миннефтегазпром, ВНИИ. –М.: 1991. –540 с.

14. *Ханин А.А.* Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. –М.: Недра, 1969. –368 с.

15. *Чемеков Ю.Ф., Галицкий В.И.* Погребённый рельеф платформ и методы его изучения. –Л.: Недра, 1974. –207 с.

16. *Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П.* Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. –М.: Недра, 1990. –305 с.

17. *Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф.* Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. –М.: Недра, 2007.

18. *Латышова М.Г.*Практическое руководство по интерпретации диаграмм Геофизических методов исследования скважин.-М.:Недра,1991,2007.-182с.

19. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных газовых скважинах. –М.: МЭРФ, 2001.

20. *Добрынин В.М.* Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. –М.: Недра, 1988. – 461 с.

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

22. *Дахнов В.Н.* Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. –М.: Недра, 1987. –448 с.

23. *Долицкий В.А.* Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. –М.: Недра, 1966. –387 с.

24. *Итенберг С.С.* Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. –М.: Недра, 1987. –375 с.

25. *Сковородников И.Г.* Практическое руководство по обработке и интерпретации результатов геофизических исследований скважин: Учеб. пособие. – Екатеринбург: УГГГА, 2001. –80 с.

26. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. –М.: Недра, 1984. –200 с.

27. Инструкция по интерпретации диаграмм методов электрического каротажа. Министерство геологии СССР. –М.: ВНИИГеофизика, 1983. –59 с.

28. Инструкция по обработке БКЗ с комплектом палеток и теоретических кривых электрического каротажа. –Л.: Нефтегеофизика, 1985. – 28 с.

29. Комплексирование геофизических методов при решении геологических задач /Под ред. *В.Е. Никитского, В.В. Бродового*. –М.: Недра, 1987. –471 с.

30. *Орлинский Б.М.* Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами, М.Недра, 1977

31. *Хуснуллин М.Х.* Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов», , Москва, «Недра», 1989 г.

32. *Сохранов Н.Н.* Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. Москва, Недра, 1985 г.

33. *Хаматдинов Р.Т.* Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.- Москва, 2001 г.

34. *Bruno Deruck, Cristine Ehlig Economides, Jeffrey Joseph*. Проектирование и анализ испытания скважин. Нефтегазовое обозрение, осень 1997, с. 52-65.

35. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение скважинной барометрии (Методы анализа фазовых расходных параметров в газовых и нефтяных обводняющихся скважинах), ИРЦГазпром, 1997, 84 с.

36. Акрам Х.. Вольнин С, Мясников Ю. Дияшев И., Ли Дж., Шандрыгин А. Исследования малодебитных скважин в России. Нефтегазовое обозрение, Schlumberger, весна 1999, с. 4–13.

37. *Blassingame T.A., Johnston J.L., Lee W.J., Raghavan R.* The Analysis of Gas Well Test Data Distorted by Wellbore Storage Using an Explicit Deconvolution Method. Paper SPE 19099, Texas. 1989,p. 423-442.

38. Методические рекомендации по диагностике состояния нефтяных пластов и скважин геофизическими методами, кафедра геофизики БГУ, п. Повх, 1998 г.

39. *Кузнецов Г.С. Е.И. Леонтьев*. Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1991. 223с.

40. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений», Москва, -Недра, 1978 г.

41. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Основы применения скважинной барометрии в промысловой геофизике. ГАНГ, М., 1997, 229 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

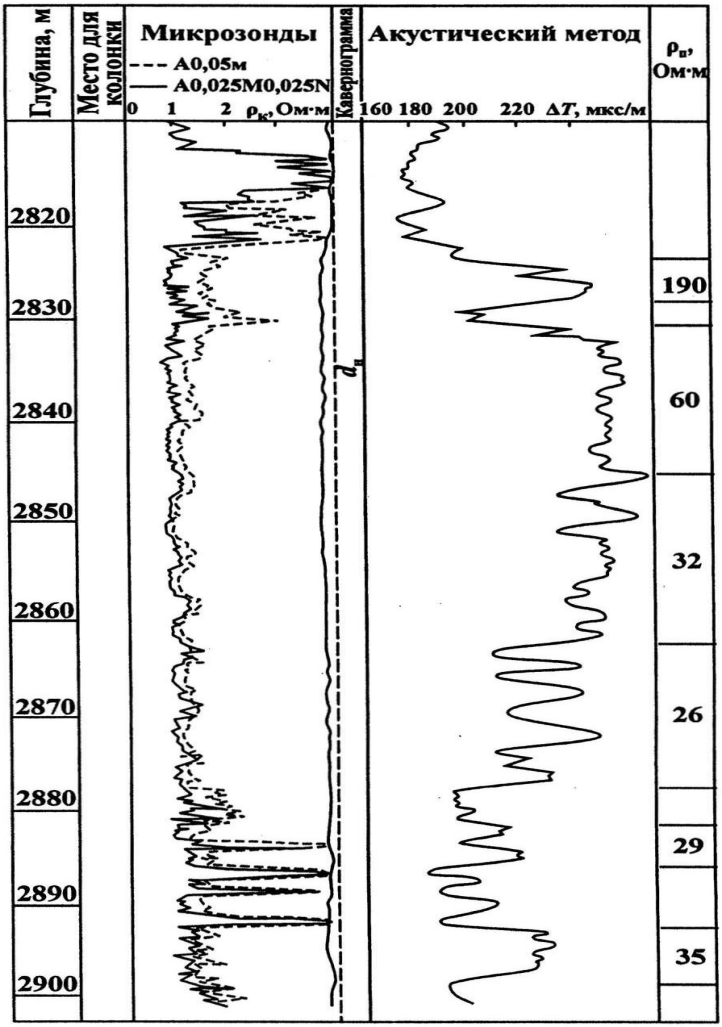


Рис. 1. Диаграммы комплекса ГИС в интервале коллектора

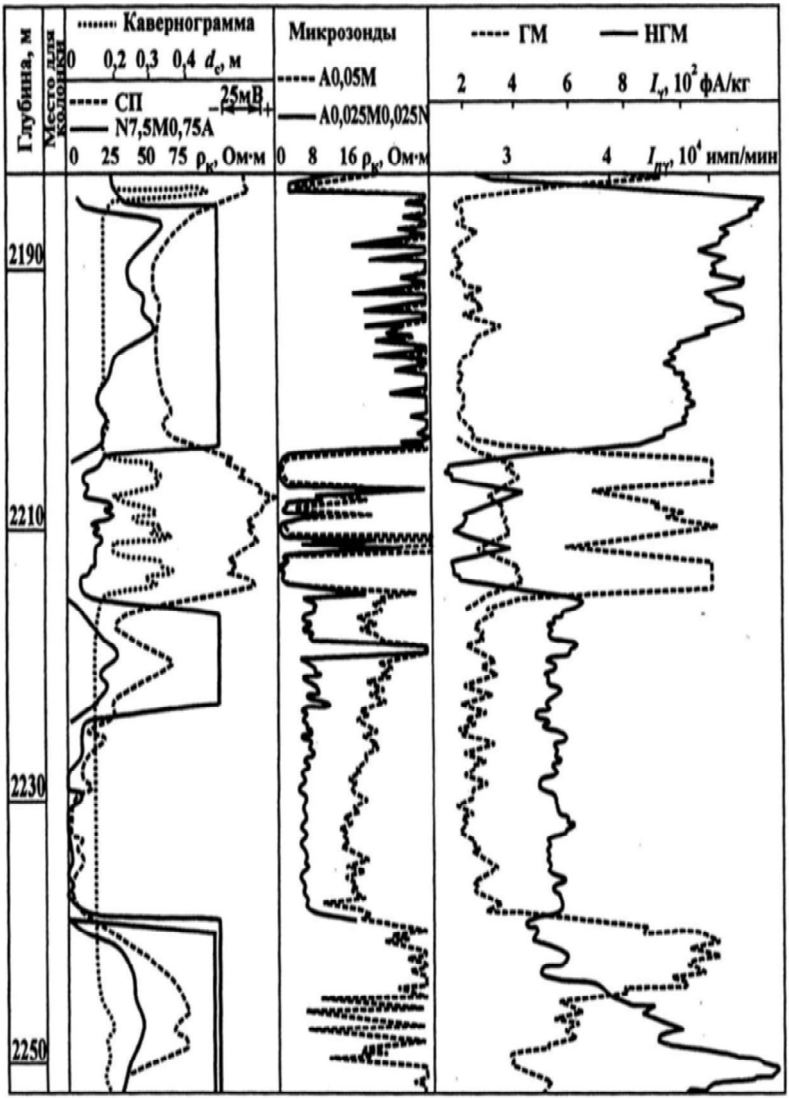


Рис. 2. Геофизическая характеристика терригенно-карбонатного разреза по диаграммам ГИС



Рис. 3. Использование вероятностно-статистических методов при литологической интерпретации

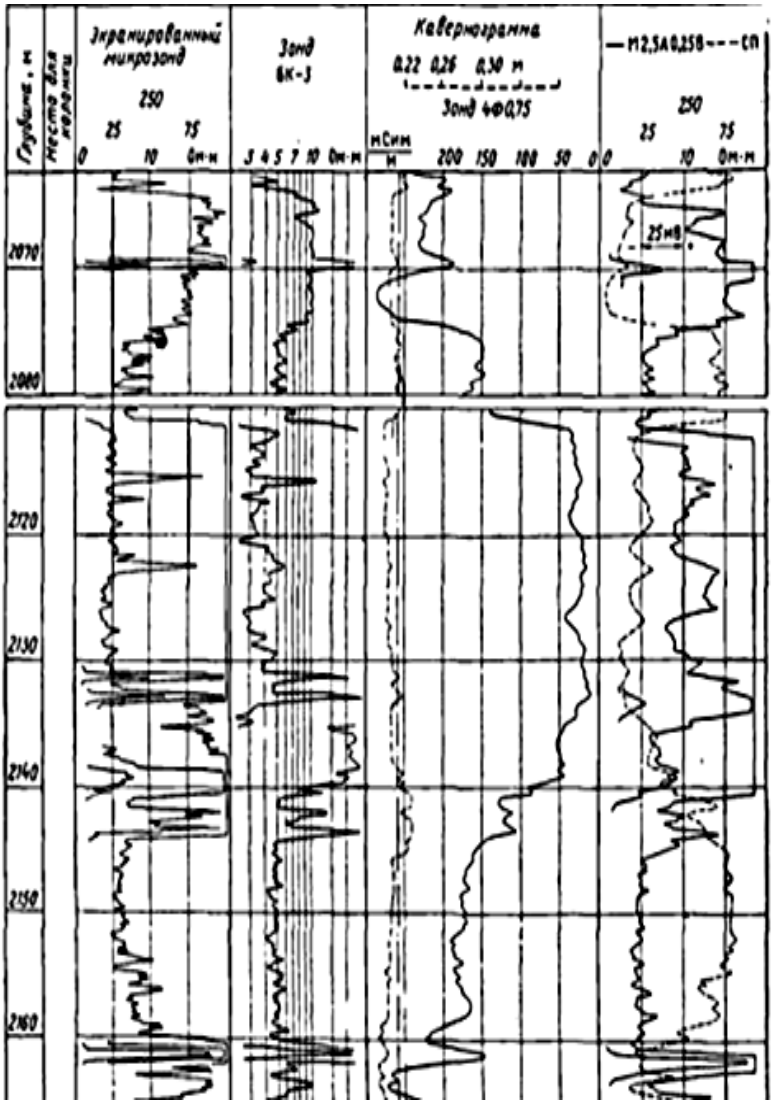


Рис. 4. Комплекс электрических методов по скважине м-я Самотлор

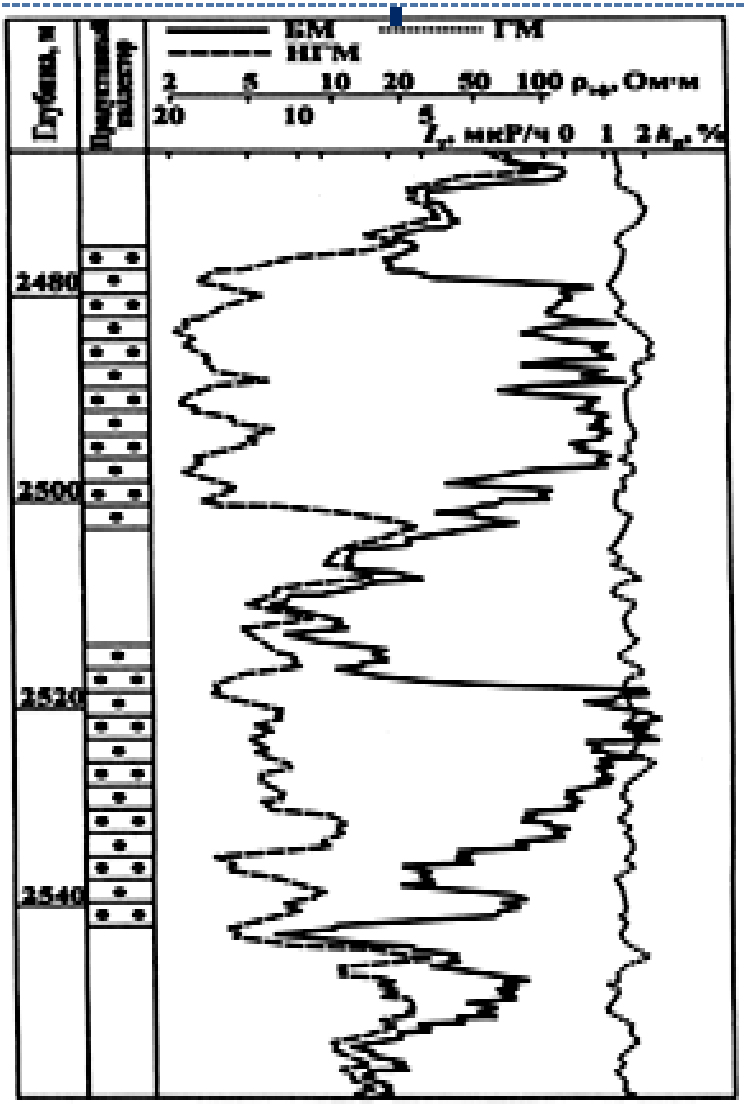


Рис. 5. Выделение продуктивных коллекторов в карбонатном разрезе по диаграммам БК и НГК (нормализированные кривые)

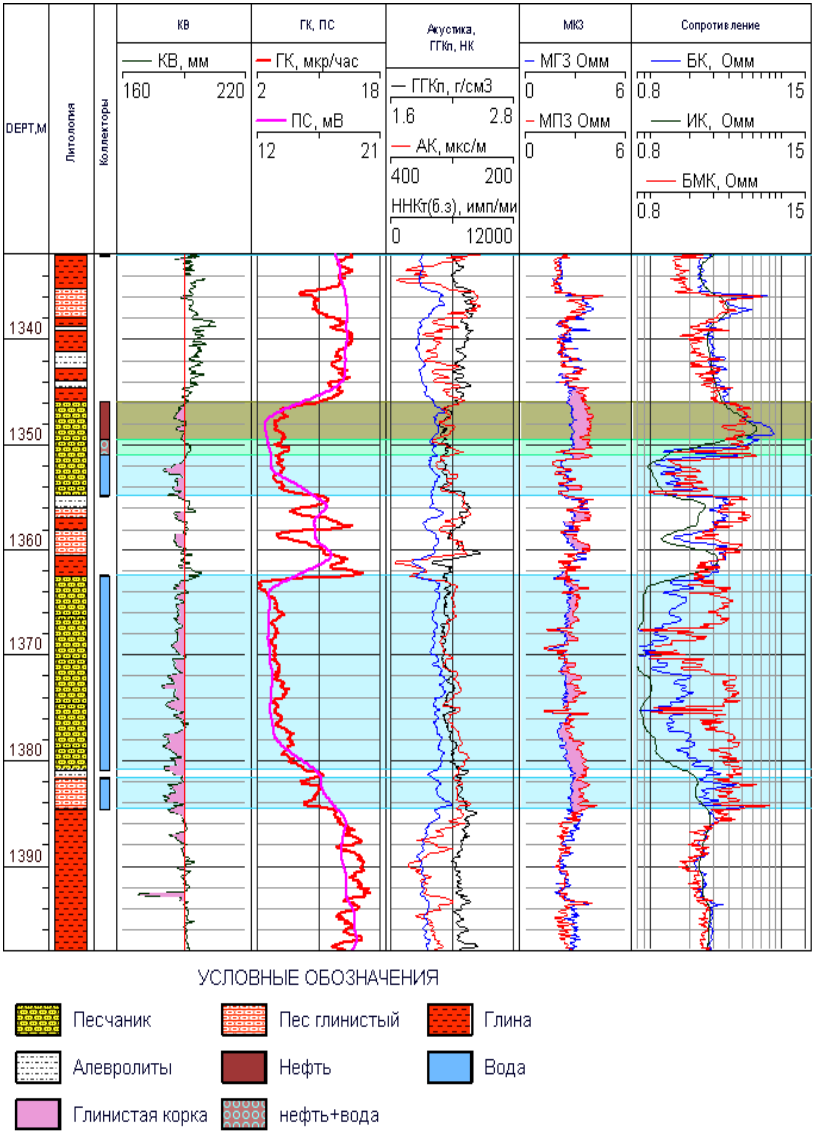


Рис. 6. Терригенный разрез. Минерализация пластовой воды – 70 г/л, буровой раствор пресный

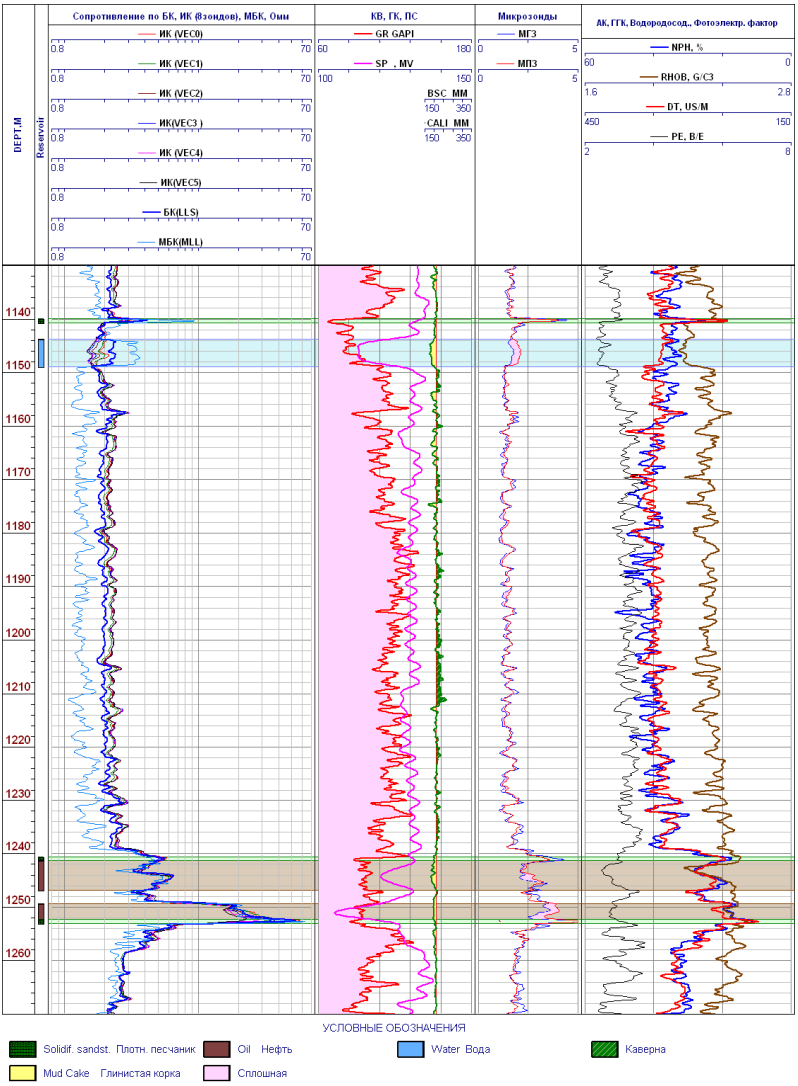


Рис. 7. Выделение коллекторов по электрическим методам

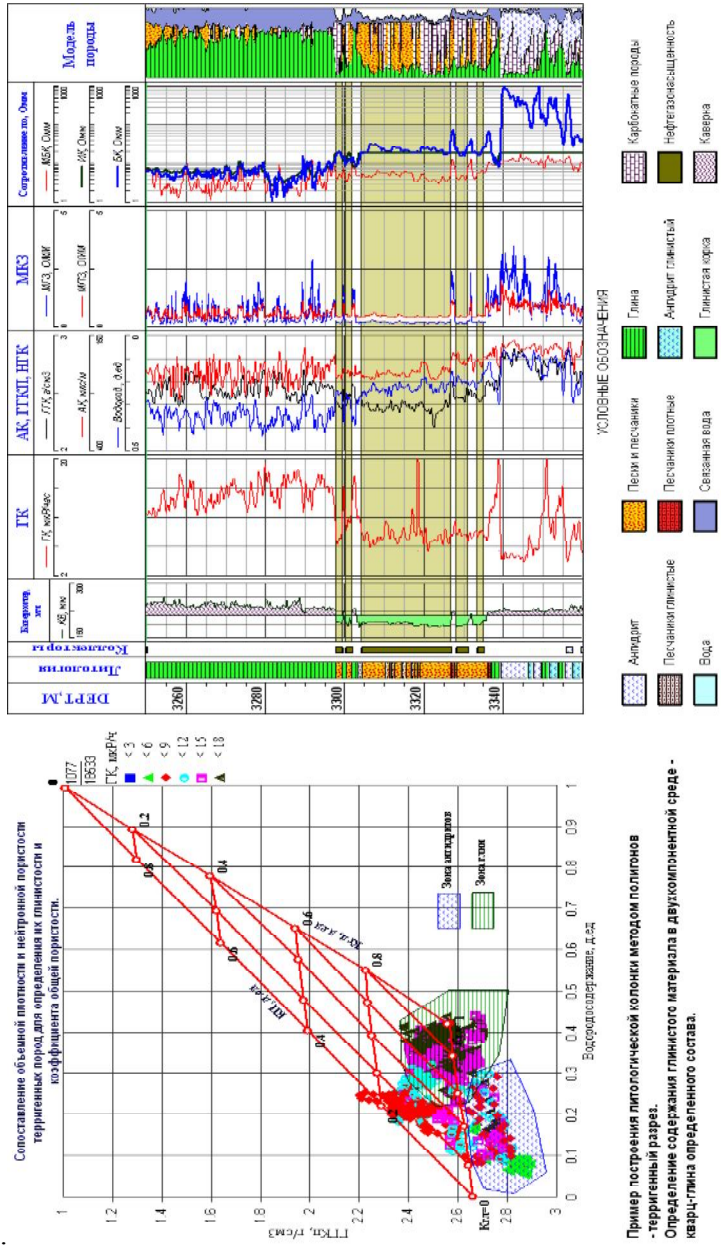


Рис. 8. Терригенный разрез, в подошве гидрохимические отложения (ангидрит)

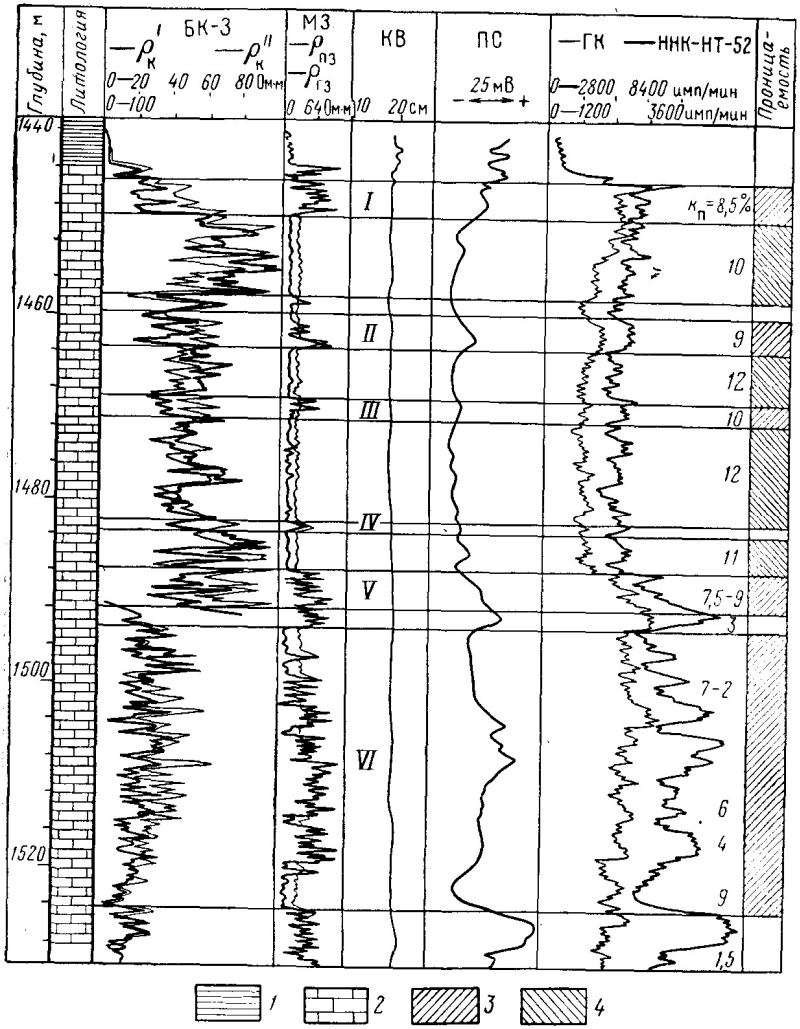


Рис. 9. Разделение коллекторов на поровые и трещинные по повторным замерам БК (по А.В. Ручкину): *1 – глина; 2 – известняк; 3 – порода с трещинной пористостью; 4 – порода с поровой проницаемостью; измерения МЗ, КВ и ПС проведены при* $\rho_р$*=3,8 Ом·м*

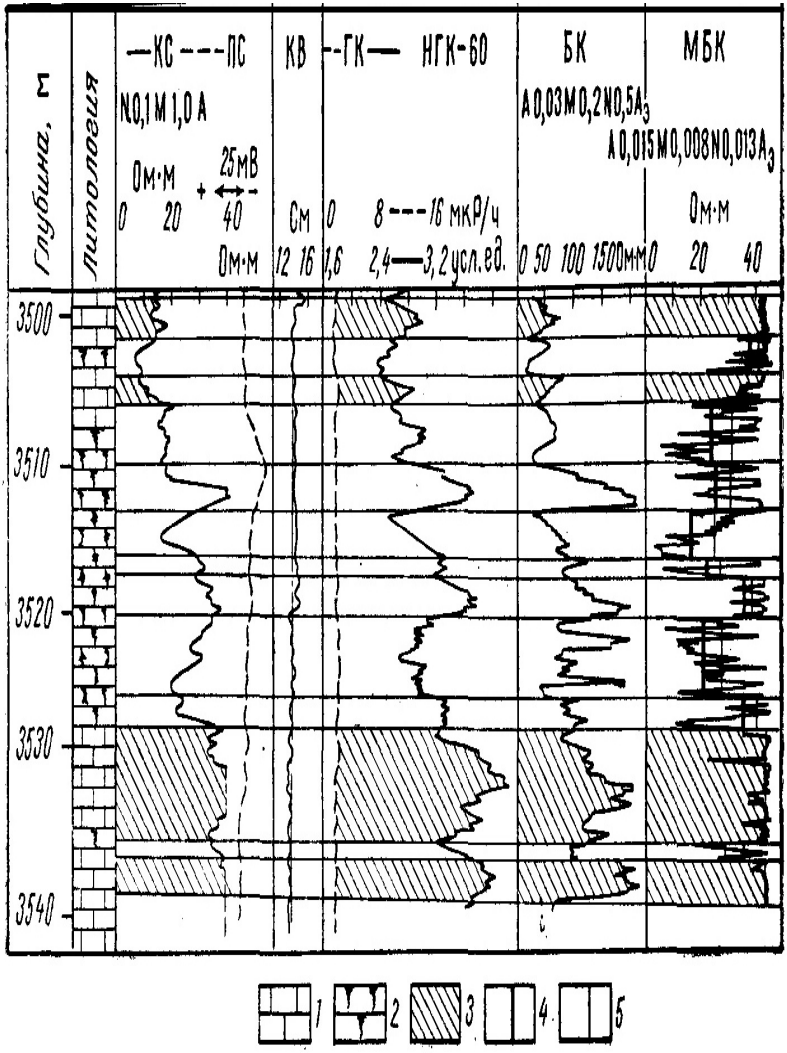


Рис. 10. Пример отражения на кривой МБК трещинных коллекторов: *1 – известняк; 2 – известняк трещиноватый; 3 – непроницаемые интервалы; 4 – гармоническое среднее кажущееся сопротивление исследуемого интервала; 5 – среднее значение КС по кривой МБК*

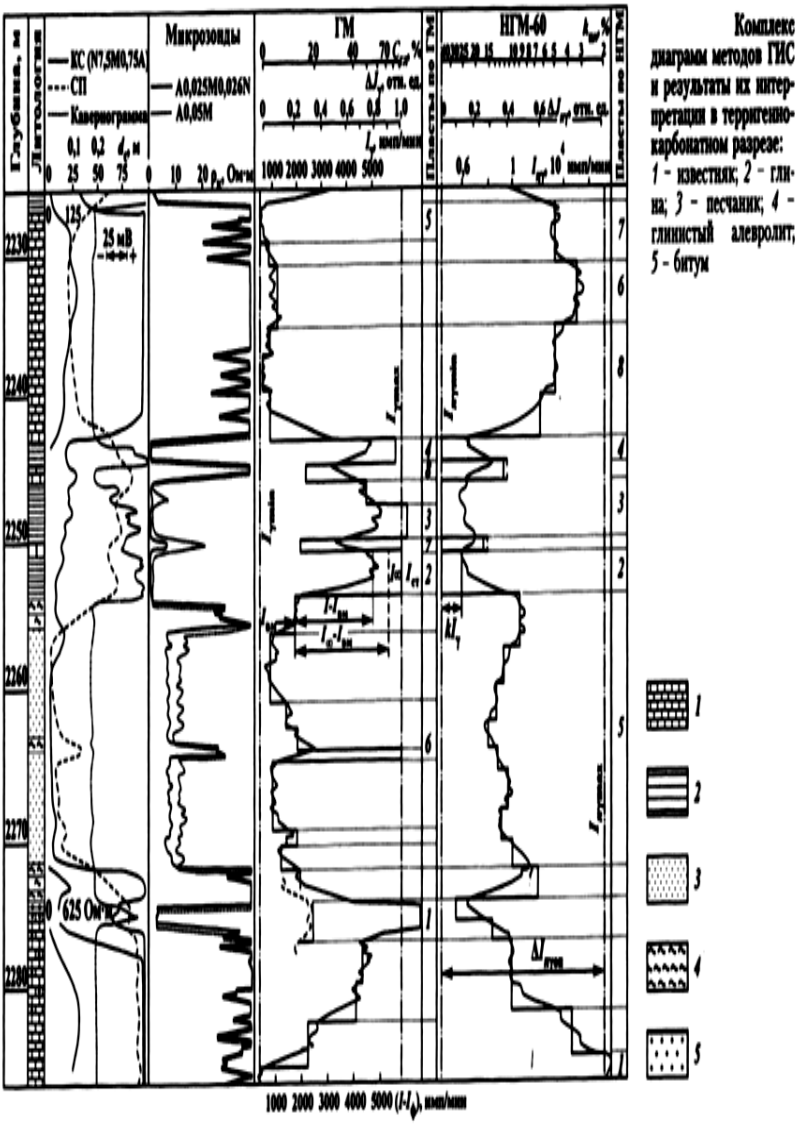
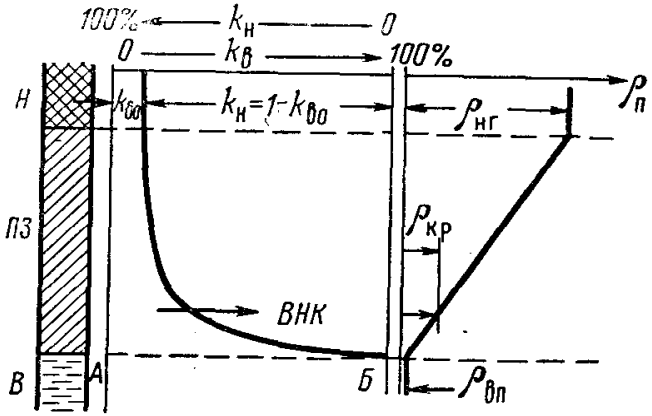


Рис. 11. Комплекс ГИС в карбонатно-терригенном разрезе



В – водоносная часть (*Кв* = 100 %), ПЗ – переходная зона;
Н – нефтяносная часть пласта
(с коэффицентом остаточной водонасыщенности $K_{во}$);
АБ- граница, ниже которой нефтенасыщенность отсутствует ($K_в$ = 100 %)



Рис. 12. Схематическое изображение водонефтяного контакта (ВНК)

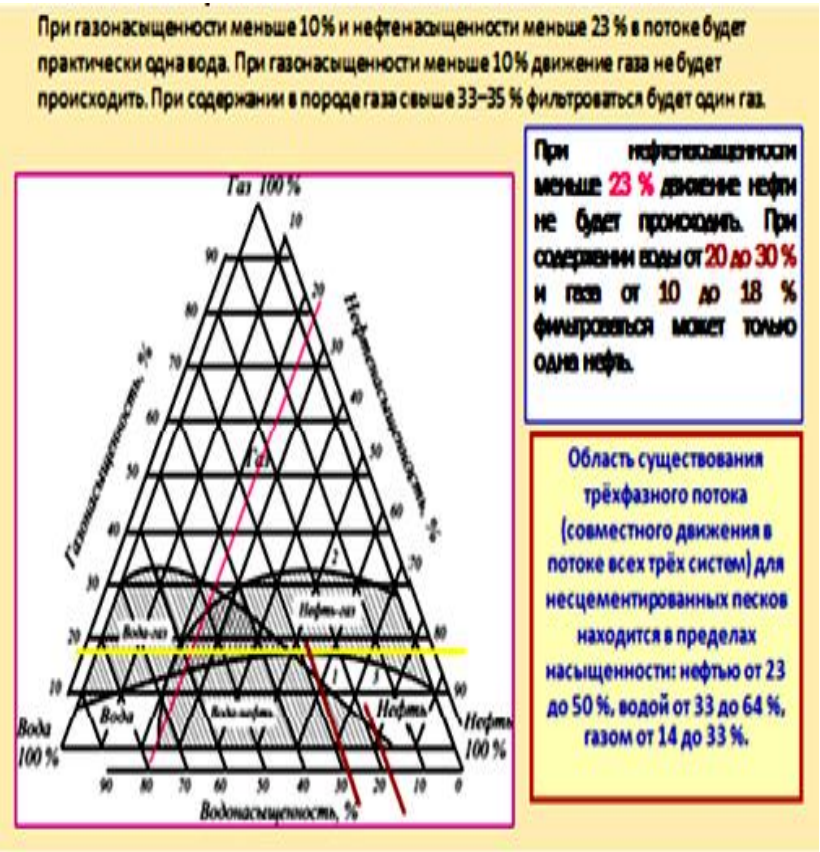


Рис. 13. Граничные значения $K_г, K_н, K_в$ для определения состава флюида в потоке

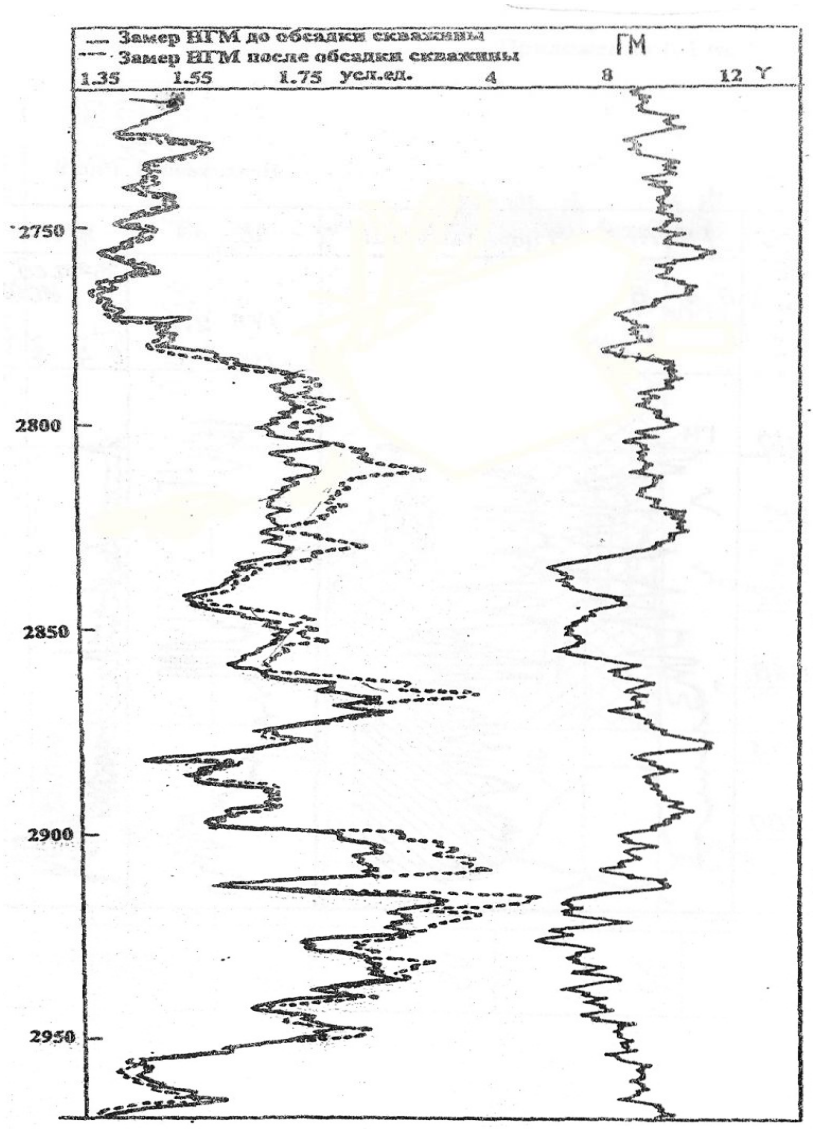


Рис. 14. Пример повторных замеров диаграмм НГК с целью обнаружения пластов коллекторов в карбонатном разрезе

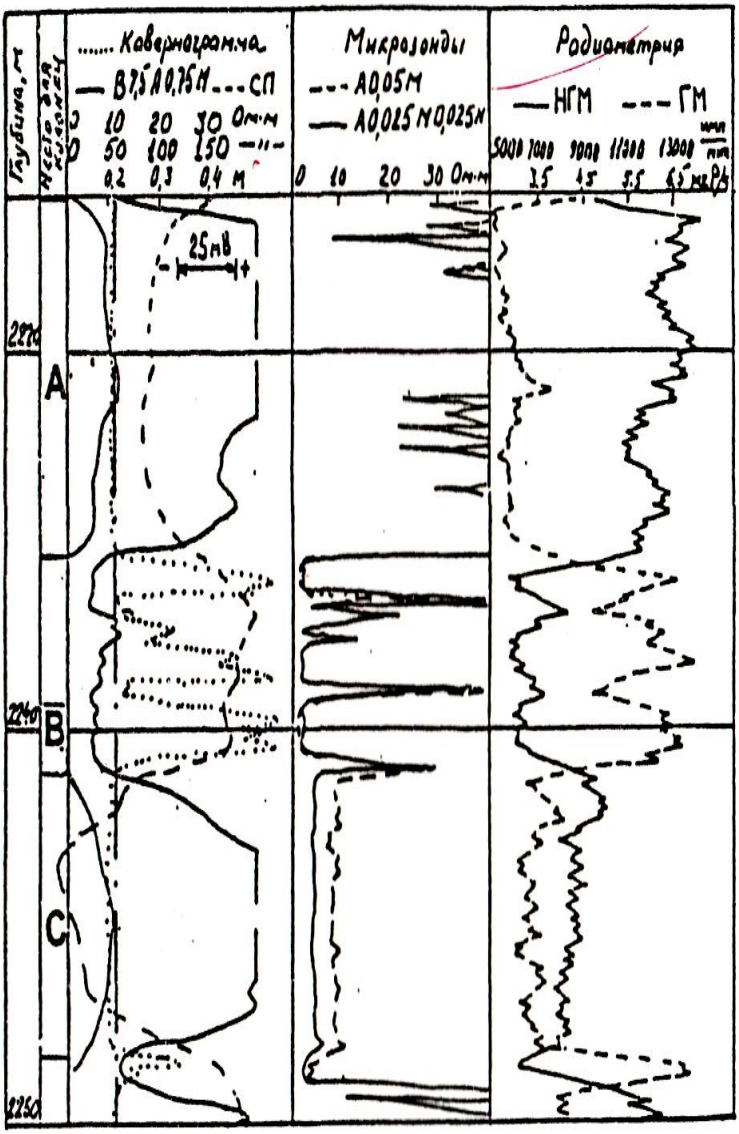


Рис. 15. Комплекс методов ГИС в терригенном разрезе

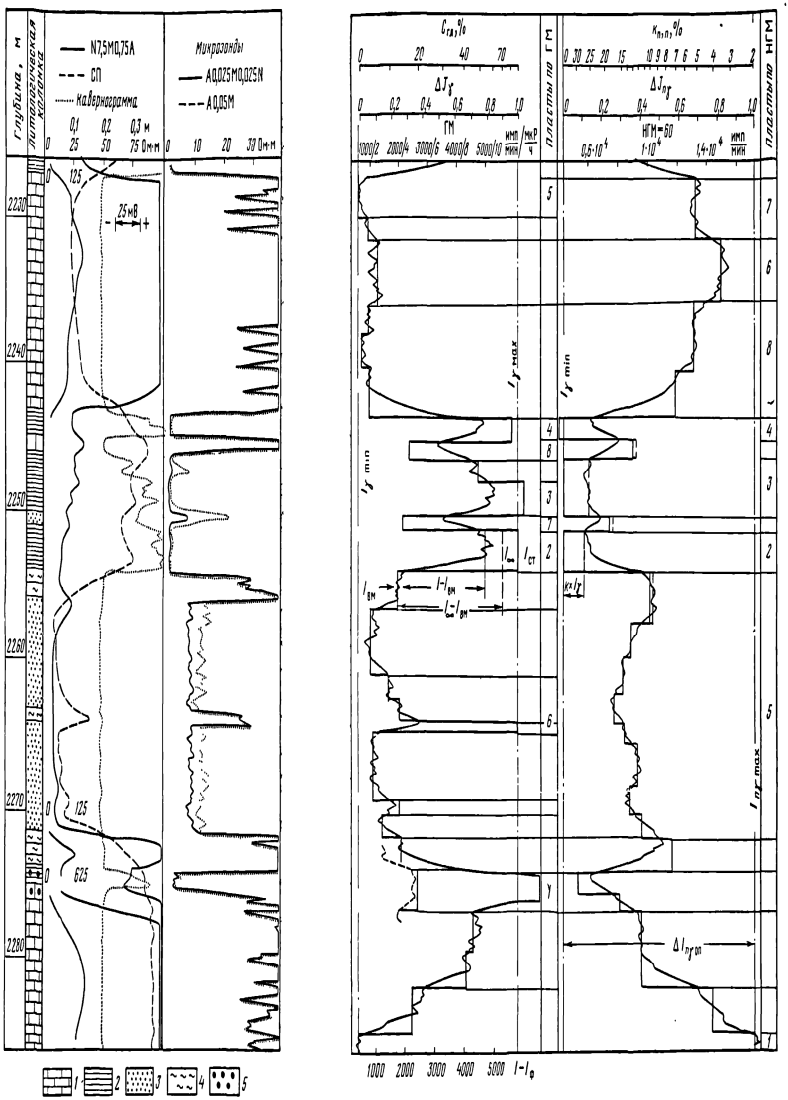


Рис. 16. Пример комплексной интерпретации по скважине

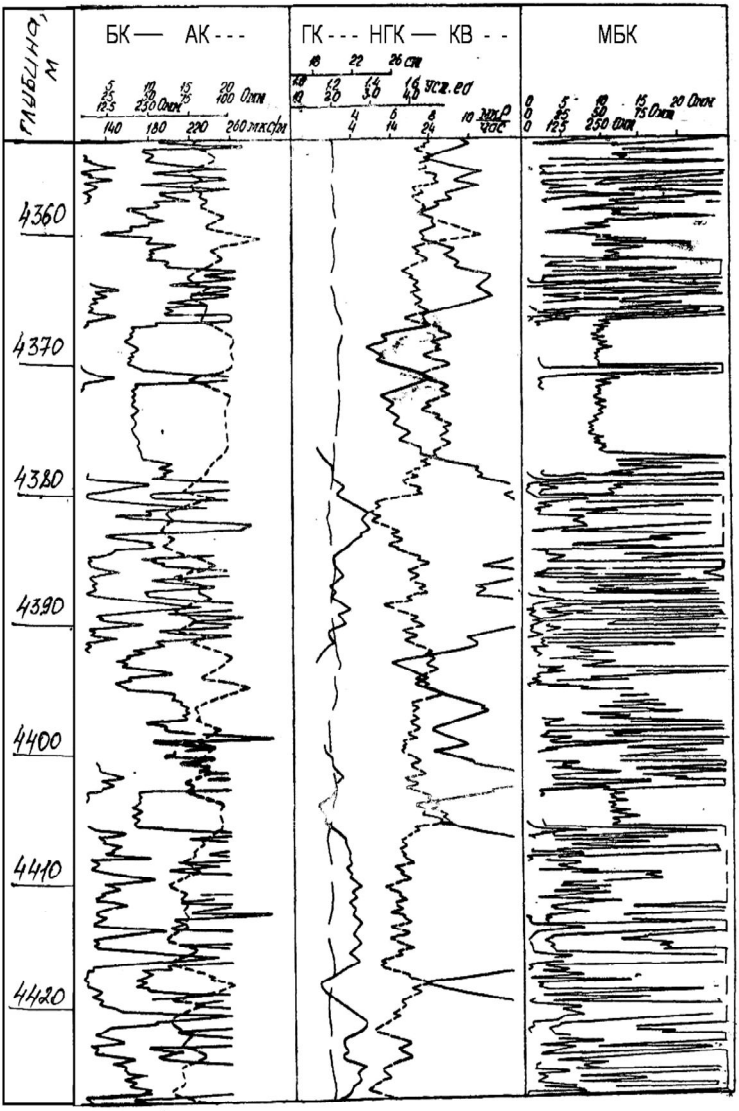


Рис. 17. Комплекс ГИС в тонкослоистом разрезе.
Месторождение Кенкияк скв. 100

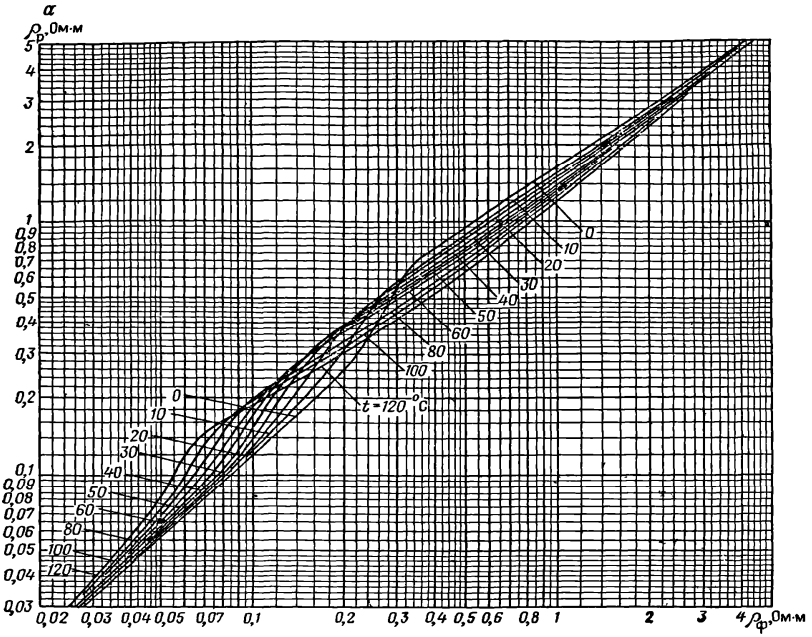


Рис. 18. Палетка для определения сопротивления фильтрата бурового раствора

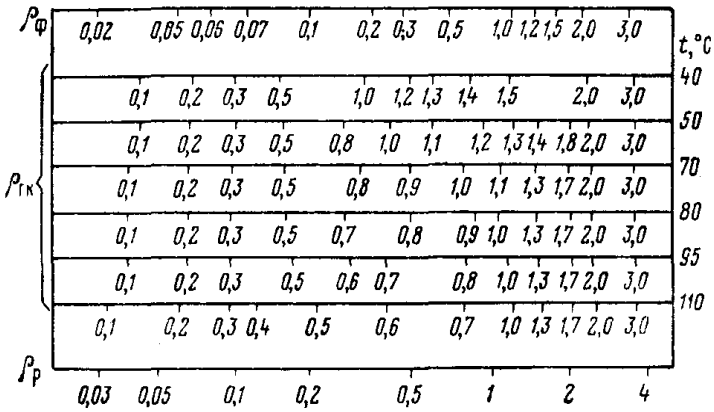


Рис. 19. Палетка для определения удельных сопротивлений фильтрата глинистого раствора глинистой корки по удельному сопротивлению бурового раствора

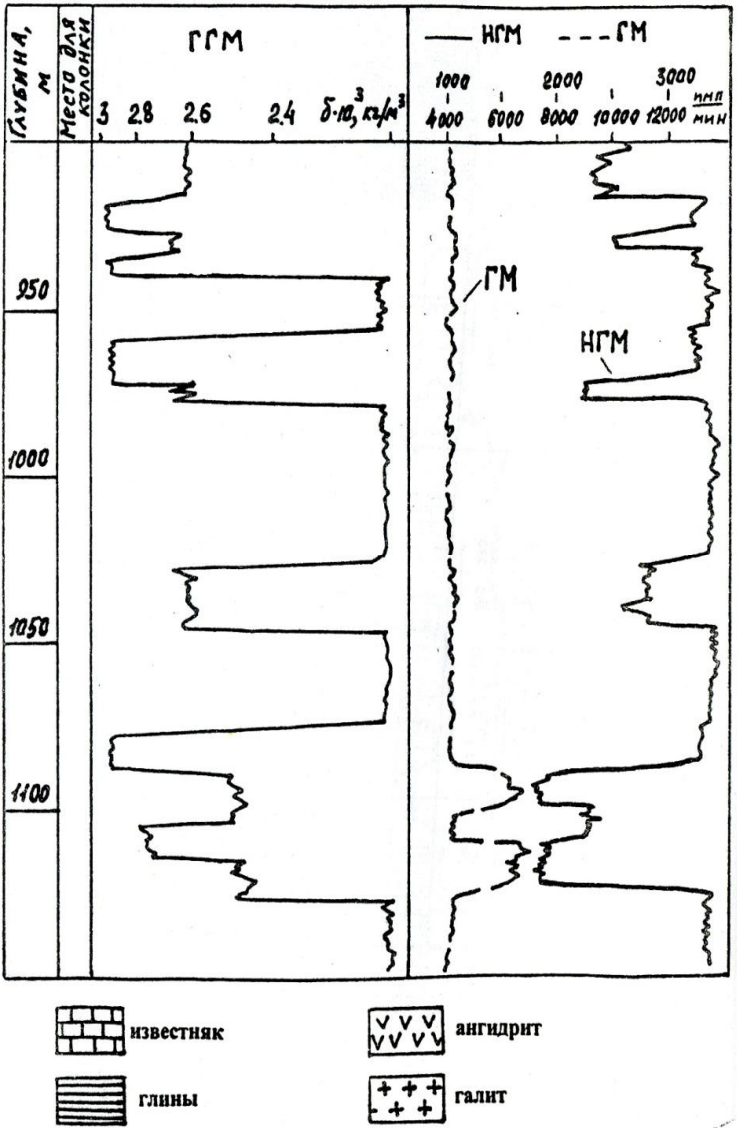


Рис. 20. Диаграммы радиоактивного каротажа по скважине

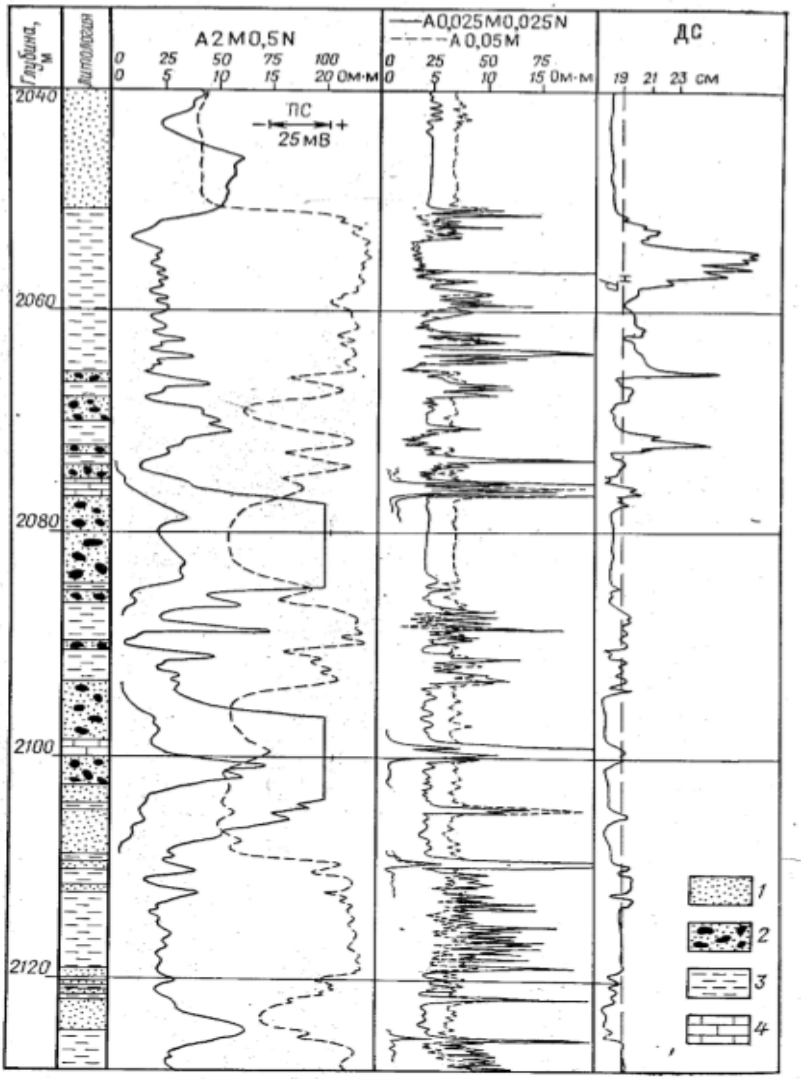


Рис.21. Пример комплексной интерпретации диаграмм ГИС
1-песчаник водонасыщенный,2-песчаник нефтенасыщенный, 3-глинистая порода, 4-известняк

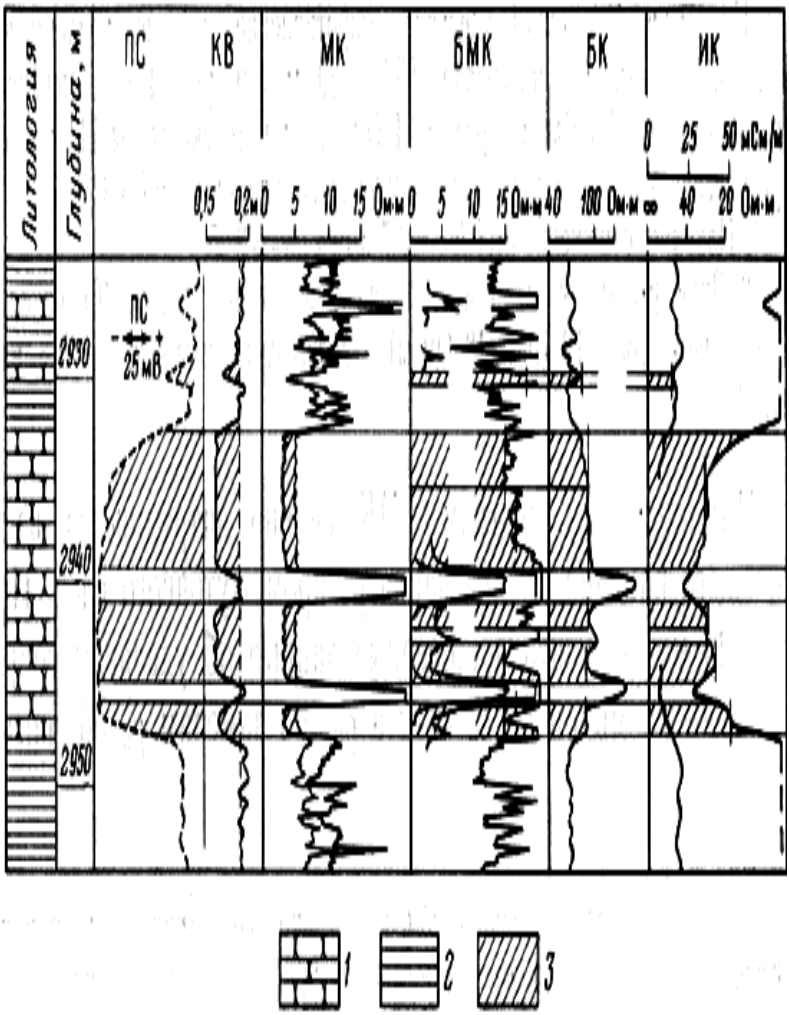
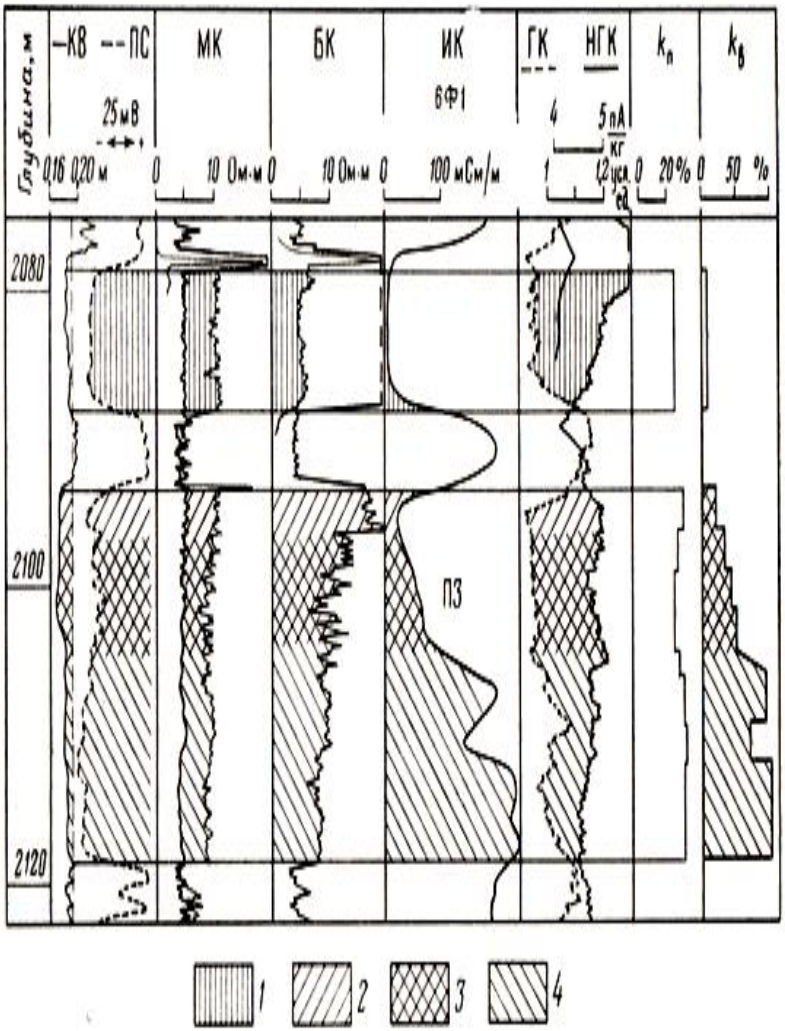


Рис. 22. Комплекс электрических методов по скважине:
1 – песчаник, 2 – аргиллит, 3 – коллектор



1-газ, 2-нефть, 3-нефть +вода, 4-вода

Рис. 23. Результаты комплексной интерпретации диаграмм ГИС:
1 – газ, 2 – нефть, 3 – нефть +вода, 4 – вода

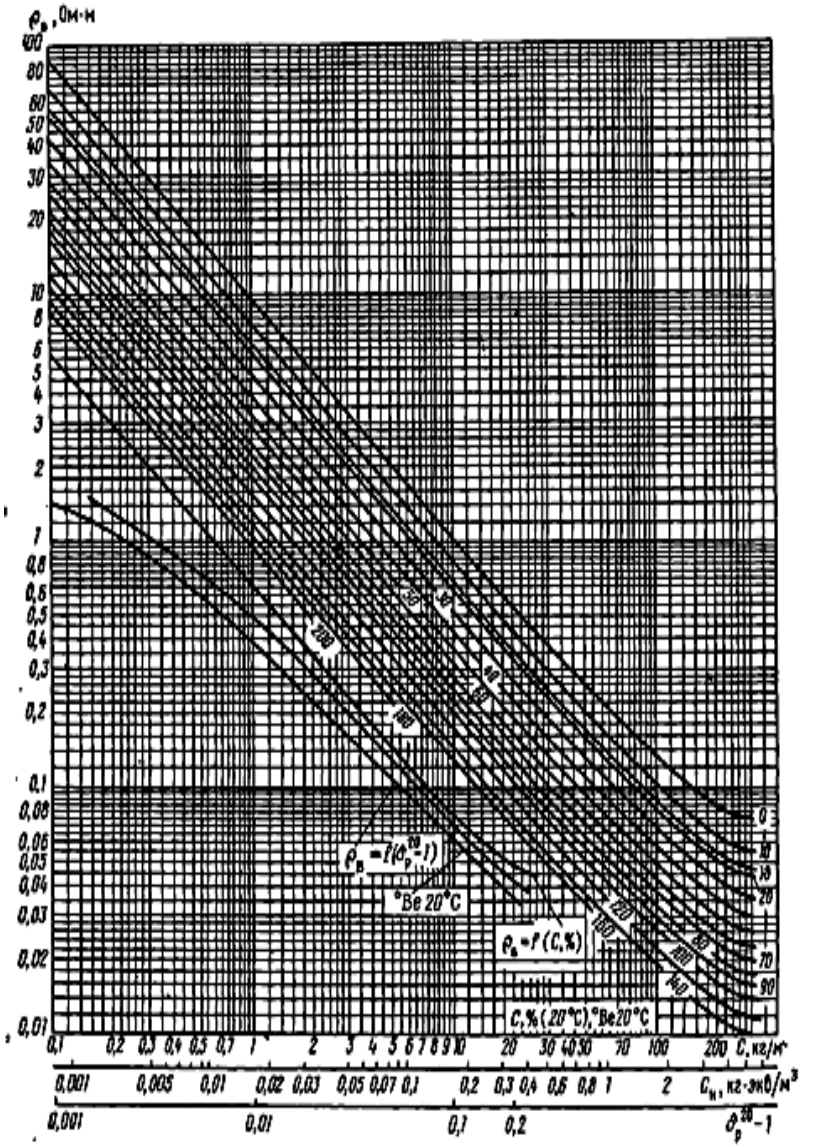


Рис. 24. Зависимость для определения сопротивлений пластовой воды

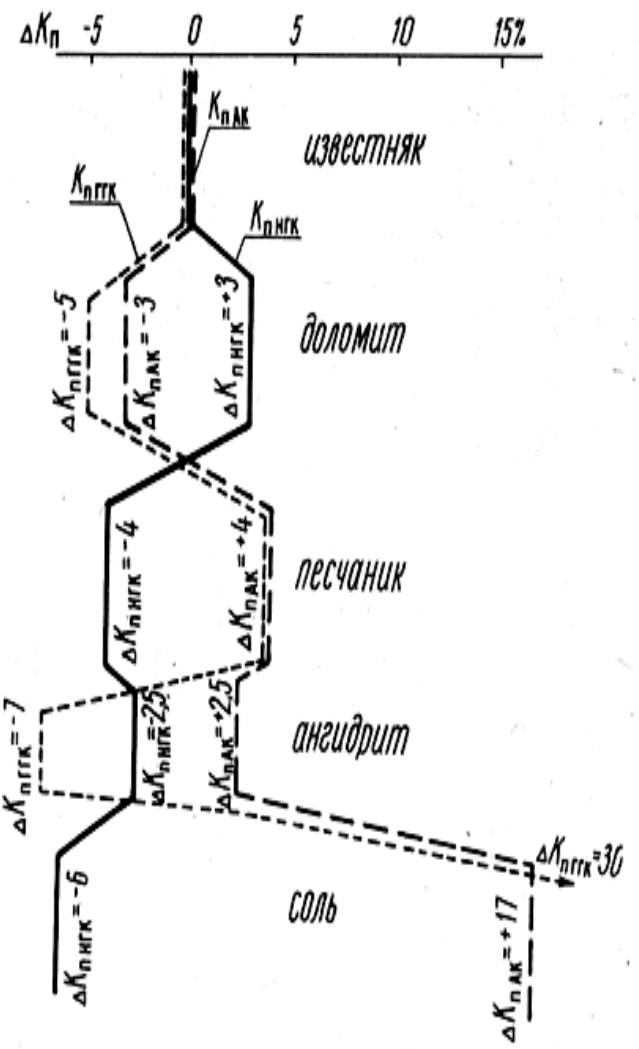
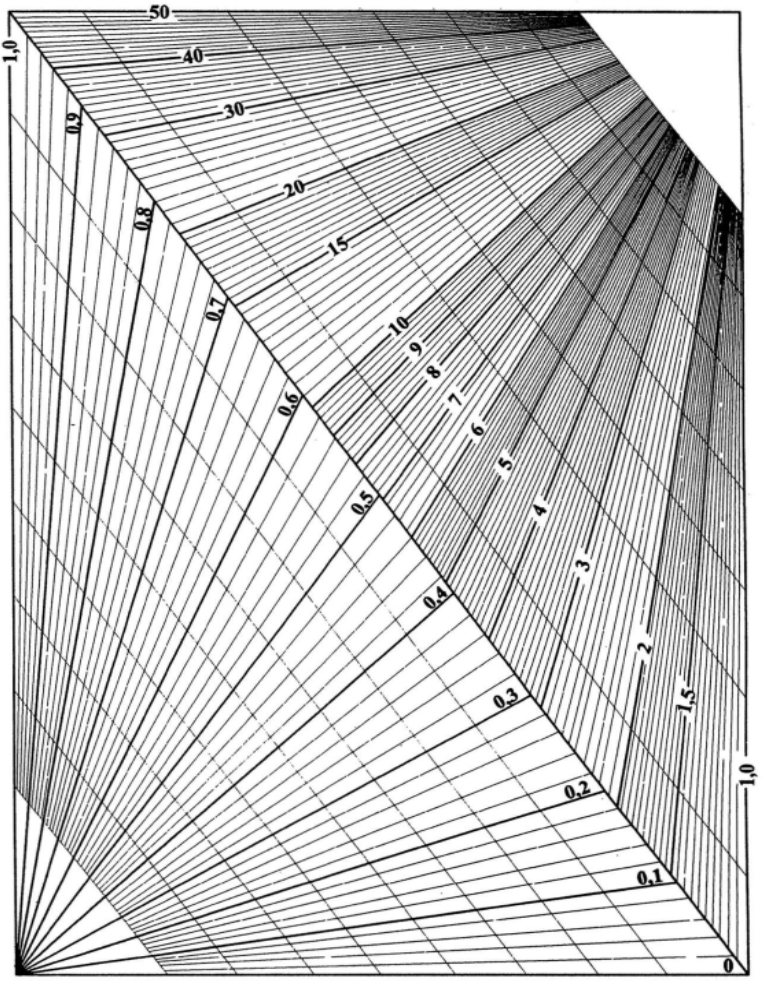


Рис. 25. Обобщенная схема влияния литологии на показания НГК,АК,ГГК-П для различных пород



Масштабные треугольники для построения шкал на диаграммах с различной длиной опорных амплитуд

Рис. 26. Масштабные треугольники для интерпретации диаграмм НГК

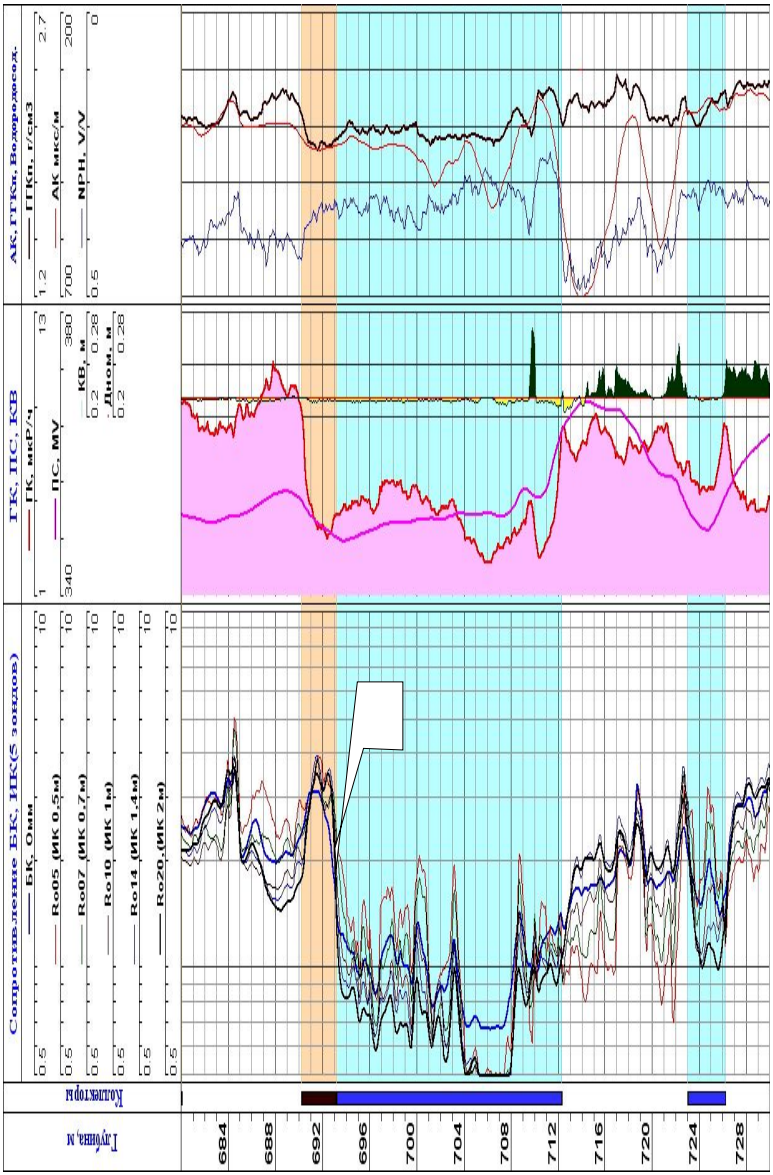

Сопротивление БК, ИК(5 зондов)
БК, Ом.м
Ro05 (ИК 0.5м)
Ro07 (ИК 0.7м)
Ro10 (ИК 1м)
Ro14 (ИК 1.4м)
Ro20 (ИК 2м)
ГК, ПС, КВ
ГК, мкР/ч
ПС, мВ
КВ, м
Диам, м
АК, ГГКп, Водородосод.
ГГКп, г/см3
АК мкс/м
NPH, V/V
Кавлиметрия
Глубина, м
684
688
692
696
700
704
708
712
716
720
724
728

Рис. 27.

Таблица 1

Основные геофизические признаки различных групп карбонатных коллекторов

Группа коллектора	КС	ПС	БКЗ	МБК, МКЗ	КВ	НГК(ННК)	ГГК-П	АК
Высокопористые с межзерновой пористостью $к_{п.м}$>8%	Удельное сопротивление изменяется от единиц до десятков Ом·м	Четкие отрицательные аномалии ПС	Трехслойные кривые БКЗ с повышающим (в водоносных пластах) и понижающим (в нефтеносных пластах) проникновением	Положительное расхождение кривых сопротивлений с низкими значениями	Уменьшение диаметра скважины в связи наличием глинистой коркой	Низкие значения $I_{пγ}$ $I_{пТ}$	Повышенные значения $I_{гγ}$	Повышенные значения ΔТ
Низкопористые -трещиноватые-кавернозные, с непроницаемой низкопористой матрицей, $к_{п.м}$≤6-8%	Удельное сопротивление изменяется от десятков до тысячи Ом·м и более	Кривая ПС не характерная, против трещиноватой части разреза преобладают отрицательные аномалии ПС	Двухслойные кривые БКЗ, реже трехслойные с низким модулем левой ветви	Кривые МБК и МКЗ резко дифференцированные	Диаметр скважины равен номинальному или увеличен	Высокие значения $I_{пγ}$ $I_{пТ}$ снижением показаний отмечаются участки с увеличенной межзернсвой или кавернозной пористостью и повышенной глинистостью	Низкие значения $I_{гγ}$ повышением показаний отмечаются участки с повышенной межзерновой или кавернозной пористостью и повышенной глинистостью	Уменьшение амплитуды волны А и увеличение коэффициента поглощения $α_{АК}$; кривые достаточно дифференцированные
Смешанные-трещино-кавернозно-поровые с проницаемой высоко пористой матрицей $к_{п.м}$≤8%	Удельное сопротивление изменяется от единиц до десятков метров; снижение происходит в случае заполнения пор матрицы соленой водой; повышение- при наличии в порах нетфи	Отрицательные аномалии ПС против хорошо проницаемых интерватов разреза	Трехслойные кривые БКЗ с повышающим и реже с понижающим проникновением	При наличие глинистой корки кривые сопротивления слабо дифференцированные с низкими значениям; реже резко дифференцированные	Уменьшение диаметра скважины при образовании глинистой корки, реже увеличение	Средние и низкие значения $I_{пγ}$ $I_{пТ}$	Средние и высокие значения $I_{гγ}$	Увеличение значений ΔТ на участках с повышенной пористостью, возрастание величин $α_{АК}$ и снижение амплитуд А на трещиноватых участках

Таблица 2

Акустические характеристики некоторых пород

Породы	Параметры продольных волн		
	$V_п$, м/с	$\Delta T_п$, мкс/м	$\alpha_п$, м$^{-1}$
Изверженные			
Диабаз	6800	147	0,01
	6600 – 6900	145 – 152	–
Гранит	6000	167	0,01
	5700 – 6500	154 – 175	–
Кварцит	6500	182	0,01
	5300 – 5800	172 – 189	–
Осадочные			
Терригенные			
Песок	–	–	–
	1500 – 1800	555 – 670	–
Песчаник	–	–	–
	3000 – 5700	175 – 333	1.1 – 1.6
Алевролит	–	–	–
	3800 – 4900	204 – 263	0.9 – 1.2
Глина	3000	333	1.38
	2000 – 3300	300 –500	–
Аргиллит	–	–	–
	3300 – 4500	222 – 300	0.9 – 1.1
Карбонатные			
Известняк	–	–	–
	2600 – 7100	141 – 385	0.2 – 0.8
Доломит	–	–	–
	3000 – 7900	126 – 333	–
Мергель	–	–	–
	2000 – 3500	385 – 500	–
Мрамор	5600	179	–
	5100 – 6700	149 – 196	–
Мел	3200	312	–
	2600 – 3300	300 – 385	–
Хемогенные			
Ангидрит	5500	182	0.04
	5300 – 6100	164 – 189	–
Гипс	5750	174	0.04
	5700 – 5800	172 – 176	–
Галит (соль)	4800	218	0.04
	4200 – 4800	208 – 238	–

Примечание: В числителе – наиболее вероятные значения; в знаменателе – пределы изменения параметра (прочерк означает отсутствие определения).

Таблица 3

Основные признаки некоторых осадочных пород и коллекторов по данным ГИС (глинистый раствор) М.Г. Латышева "Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов" Москва, Недра, 1991 г.

Породы и коллекторы	Методы сопротивления		Метод ПС	КВ	МКЗ	ГК	Нейтронные методы	АК	ГГК-П
	Rп ,Омм	**Характер проникновения**	**Uпс**	**Dc**	**Rк, Омм**	**Iу, мкР/ч**	**Iny, Inn, у.е**	**DT, мкс/м**	**$R_{нов}$,г/см^3**
Глины	Низкое	Отсутствие	MAX	dc>dn	Низкие, совпадают ПЗ=ГЗ	MAX	MIN	MAX (670-285)	низкие или средние (1.9-2.2)
Пески и песчаники, высокопористые **карбонатные** коллекторы с межзерновой пористостью, **насыщенные высокоминерализованной водой**.	MIN	Rp<Rзп>=Rп	MIN	dc<dn	Средние, несовпадают ПЗ>ГЗ	Средние	Средние	Средние	Средние (1.8-2.5) (ск.2.65)
Пески и песчаники, высокопористые **карбонатные** коллекторы с межзерновой пористостью, **насыщенные нефтью с** низким содержанием связанной воды.	Средние	Rp<Rзп>Rп Rp<Rзп<Rп Rp<Rзп=Rп	MIN	dc<dn	Средние, несовпадают ПЗ>ГЗ	Средние	Средние	Средние	Средние (1.8-2.5)
Породы и коллекторы	**Методы сопротивления**		**Метод ПС**	**КВ**	**МКЗ**	**ГК**	**Нейтронные методы**	**АК**	**ГГК-П**
	Rп Омм	**Характер проникновения**	**Uпс**	**Dc**	**Rк , Омм**	**Iу, мкР/ч**	**Iny, Inn у.е**	**DT, мкс/м**	**$R_{нов}$, г/см^3**
Пески и песчаники, высокопористые **карбонатные** коллекторы с межзерновой пористостью, **насыщенные газом с** низким содержанием связанной воды.	Средние	Rp<Rзп>Rп Rp<Rзп<Rп Rp<Rзп=Rп	MIN	dc<dn	Средние, несовпадают ПЗ>ГЗ	Средние	Высокие, возм. MAX	Повышенные, возможно со срывами	низкие, возм.MIN

Коллекторы с межзерновой пористостью, насыщенные **водой более пресной** или такой же как **фильтрат бурового раствора**	Средние	Rp<Rзп<Rп Rp<Rзп=Rп	Показания ПС выше, чем в глинах или как в глинах; R <=Rв	dc=dn	Средние, несовпадают ПЗ>ГЗ	Средние	Средние	Средние	Средние (1.8-2.5)
Низкопористые коллекторы в чистых карбонатных разностях. Характер насыщения порового пространства установить трудно из-за глубокого проникновения. Могут обладать как межзерновой, так и трещинной пористостью.	Средние	глубокое проникновение	MN или кажущееся отсутствие проникновения	dc=dn	Средние, несовпадают ПЗ>ГЗ	MN	Средние, но выше чем в песчаных коллекторах	Значительно ниже чем в песчаных коллекторах	Значительно выше чем в песчаных коллекторах (2.3-2.7)
Глинистые известняки, мергели. Могут обладать как межзерновой, так и трещинной пористостью.	Средние	Отсутствие	MAX		MAX, резко меняющиеся	Средние или MAX	Средние, но выше чем в песчаных коллекторах	Ниже чем в песчаных коллекторах	Выше чем в песчаных коллекторах 2.44-2.64
Ангидриты	MAX	Отсутствие	MN	Dc =dn	MAX, резко меняющиеся	MN	MAX	MN - 164	MAX - 2.8-3,0
Чистые плотные кристаллические **известняки**	MAX	Отсутствие	MN	Dc =dn	MAX, резко меняющиеся	MN	MAX	MN - 150-160 (ск.155)	MAX - 2.6-2.8
Доломиты								MN - 140-145 (ск.143)	MAX – 2.6-2.82
Породы и коллекторы	**Методы сопротивления**		**Метод ПС**	**КВ**	**МКЗ**	**ГК**	**Нейтронные методы**	**АК**	**ГГК-П**
	Rп, Омм	**Характер проникновения**	**Uпс, mV**	**Dc**	**Rв, Омм**	**Iγ, мкР/ч**	**Iny, Inn y.e**	**DT, мкс/м**	**Rнов , г/см³**
Гипсы, сильно загипсованные породы	MAX	Отсутствие	MN	dc=dn	MAX, резко меняющиеся	MN	MN		Средние, 2.3-2.4

Галит (каменная соль)									
	MAX	Отсутствие	MN	dc=dn при предельно м насыщении бур. р-ра солью, иначе dc>>dn	MN при dc>>dn	очень низкие	Показания меняются с изменением диаметра скв. от средних до очень высоких	Средние, 208-230	низкие, в зависимости от диаметра скв.(2.17 и ниже)
Калийные соли	MAX	Отсутствие	MN	dc=dn при предельно м насыщении бур. р-ра солью, иначе dc>>dn	MN при dc>>dn	Аномально высокие	Показания меняются с изменением диаметра скв. от средних до очень высоких		
Уголь	средние, обычно выше чем вмещающие породы	Отсутствие	обычно как в глинах, также возможно и понижение ПС	dc>=dn		очень низкие	очень низкие	MAX	низкие (1.15-2,0)

Таблица 4

Методы электрокаротажа в скважинах месторождений нефти и газа

Метод	Измеряемый параметр, трек в стандарте API , скорость каротажа	Зонды	Требования к скважинному модулю (прибору)	Минимальные требования к методическому обеспечению	Решаемые задачи
1	2	3	4	5	6
КС БКЗ	$\rho_к$, Омм, линейный масштаб Т1, Т2, Т3, не более 2000 м/час	A 0,4 M0,1 N A 1,0 M0,1 N A 2,0 M 0,5 N A 4,0 M 0,5 N A 8,0 M 1,0 N N 0,5 M 2,0 A N 6,0 M 0,5 A или (N 11,0 M 0,5 A) Комплексируются с другими модулями. Ограничение – длина скважин прибора	0,2 – 5000 Омм $\rho_c > 0{,}2$ Омм Не выполняют в скважинах с промывочной жидкостью на непроводящей основе Если $\rho_{ср} < 0{,}2$ Омм применение ограничено условием $\rho_п / \rho_c < 500$	Наличие интерпретационных зависимостей: $\rho_п / \rho_c = 0{,}25 \div 2000$, неогранич h, без проникновения $\rho_к / \rho_c$ ($\rho_п / \rho_c$, L/d_c) неогранич. h с проникновением $\rho_п / \rho_c = 0{,}25 \div 2000$ $\rho_{зп} / \rho_c = 4 \div 500$, Д/d = $1 \div 16$ $\rho_к / \rho_c$ ($\rho_п / \rho_c$, $\rho_{зп} / \rho_c$, Д/d, L/d_c)	1. Изучение разрезов скважин 2. выделение коллекторов, определение $\rho_{зп}$, Д/d и $\rho_п$ 3. определение $к_п$ 4. определение характера насыщения коллекторов 5. определение $к_{нг}$
Резистивиметрия	ρ_c , Омм, линейный масштаб ТД	Четырехэлектродный зонд сопротивления малого размера, расположенный в верхней части изоляционной “косы” скважинных. приборов БКЗ, БК, стандартного каротажа .	0,1 – 30 Омм		Определение сопротивления промывочной жидкости
БК	$\rho_к$, Омм, логарифмический Трек Т2 не более 2000 м/час	Трехэлектродный , многоэлектродные фокусированные зонды	Диапазон измерений УЭС 0,2 – 10.000 Омм $\rho_c < 0{,}2$ м $\rho_п / \rho_c > 500$	Наличие интерпретационных зависимостей, отражающих влияние на измеренные $\rho_к$ условий измерений : dc, ρ_c , $\rho_{зп}$, Дзп	1. Изучение разрезов скважин 2. выделение коллекторов, по временным замерам и методу 2-х растворов; в комплексе с МБК 3. определение $\rho_{зп}$, $\rho_п$, $к_{нг}$
МБК	$\rho_к$, Омм, логарифмический Трек Т3 не более 1000 м/час	Фокусированный микрозонд, установленный на прижимном изоляционном башмаке	0,2 – 500 Омм	Наличие зависимостей : $\rho_к$ от dc , ρ_c , $\rho_{гк}$, $h_{гк}$, $\rho_{пп}$	1. Изучение разрезов скважин 2. выделение коллекторов,в комплексе с БК 3. Определение $\rho_{пп}$, кп
МК (МКЗ)	$\rho_к$, Омм Трек 2 не более 1000 м/час	A 0,025 M 0,025 N МГЗ A 0,05 M - МПЗ Зонды размещены на выносном электроизоляцион-ном башмаке Модуль МК комплексируются с другими модулями ГИС	Диапазон УЭС 0,05-40,0 Омм $\rho_c > 0{,}2$ м $\rho_п / \rho_c < 500$ $\rho_п / \rho_c < 5$ (выделение коллекторов)	Наличие зависимостей : $\rho_к^{МГЗ}$, $\rho_к^{МПЗ}$, от d_c , $\rho_{ср}$, $h_{гк}$ и $\rho_{пп}$	1.Изучение разрезов скважин 2. Выделение коллекторов 3.Определение ρ_c ($d_c > d_н$) 4.Определение $\rho_{пп}$, $к_п$ 5.Определение ВНК (ГВК)

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
ИК	$\sigma_к$, См/м , мСм/м линейный $\rho_к$, Омм ,логарифмический Трек 2 не более 2000 м/час	Зонд состоит из генераторной и измерительной цепей. Прибор ИК комплексируют с другими модулями ГИС без ограничений	Диапазон УЭС 2- 2500 мСм/м $\rho_п$ < 500 Омм $\rho_с$ > 0,2 Омм, Непроводящие промывочные жидкости $\rho_п$ < 50 Омм, $\rho_п/\rho_с$ < 200	Наличие зависимостей отражающих влияние на показания зонда : $d_с$, $\rho_с$ ограниченные h, $\rho_{ЗП}$, $Д_{эп}$, скин- эффект	1.Изучение разрезов скважин 2. Выделение коллекторов в комплексе с другими эл. методами 3. Определение $\rho_п$, $\rho_{зп}$, Д/d 4.Определение ВНК
ВИКИЗ	$\Delta\varphi$ – разность фаз гармонического магнитного поля, распространяющегося в проводящей среде от источника излучения до приемников. Выходные расчетные величины - $\rho_п$, $\rho_{ЗП}$, Д Трек Т3 не более 2000 м /час	Трехкатушечные индукционные зонды (5 разноглубинных зондов) Модуль ВИКИЗ комплексируется с другими модулями ГИС без ограничений в качестве непроходного модуля, размещенного в нижней части комбинированного прибора	Диапазон измерений УЭС 1 – 200 Омм $\rho_с$ > 0,02 Омм, промывочная жидкость на нефтяной основе ,пресные буровые растворы	Наличие интерпретационных зависимостей, позволяющих определить : $\rho_п$ с учетом влияния $d_с$, $\rho_с$, $\rho_{вм}$, $\rho_{ЗП}$, $Д_{зп}$	1. Выделение коллекторов 2.Определение $\rho_п$, $\rho_{эп}$, Д/d 3. Определение характера насыщения коллекторов 4.Определение $к_п$, $к_{нг}$

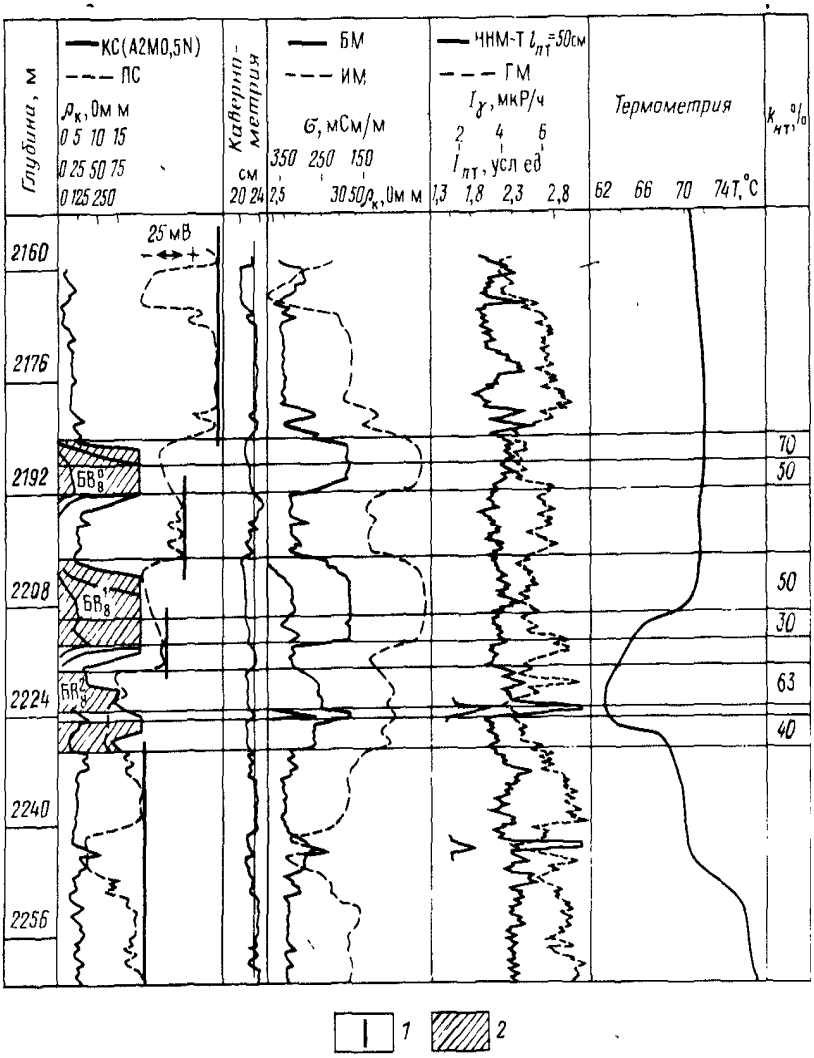
Таблица 5

Радиоактивные методы, акустический каротаж для детальных исследований в продуктивных на нефть и газ интервалах

Метод	Измеряемый параметр, трек в стандарте API-скорость каротажа	Стандартные условия	Измерительная установка	Минимальные требования к методическому обеспечению	Решаемые задачи
ГК	□□ , мкР/ час Трек Т 1 V не более 600м/час (терригенный разрез), V не более 400м/час (карбонатный разрез)	Скважина обсажена, необсажена; любая промывочная жидкость, 0-250 мкР/час (интервал измерений)	Детектор гамма-квантов и электронная схема Зонд (модуль) применяют в качестве самостоятельного прибора или включают в состав комплексных приборов	Наличие зависимостей: калибровочник, позволяющих перейти от скорости счета (в имп/мин) к мощности экспозиционной дозы (мкР/час) или к эквивалентной массовой доле урана (**ppmv**); поправочных (d_c,$h_{пс}$,) плотностей и толщин обсадной колонны и цементного камня; связи с глинистостью	1. Литологическое расчленение разрезов скважин. 2. Определение глинистости пород. 3. Выделение коллекторов в комплексе ГИС.
СГК	Скорость счета в энергетических окнах в имп/мин, расчетные величины – массовые содержания в породе урана и тория в промиле (ppm), калия в % Трек Т2	Скважина обсажена, необсажена, Любая промывочная жидкость	Сцинтилляционный детектор гамма-излучения и электронная схема Модуль комплексируют с другими модулями без ограничений	Наличие алгоритмов и зависимостей: калибровочных для перехода от скоростей счета (в имп/мин) к эквивалентным массовым долям урана, тория и калия; поправочных (d_c, $h_{пк}$, ρ_e, плотностей и толщин обсадной колонны и цементного камня)	1.Литологическое расчленение разрезов скважин. 2. Определение глинистости пород. 3. Выделение коллекторов в комплексе ГИС.
НК ННК-НТ ННК-Т НГК	$□_{nn}$, имп/мин Трек Т2 $□_{n□}$, имп/мин трек 2 скорость каротажа в тер. Разрезе до 250 м /час, в карбонатном -до 450 м/час	Скважина обсажена, необсажена Промывочная жидкость ПЖ < 50 ÷70 г/л NaCl Любая ПЖ Диапазон определения	Компенсированные измерительные зонды, содержащие два детектора нейтронов Однозондовый и прибор, содержащий источник нейтронов и один детектор □-излучения модуль комплексируют с другими модулями Излучатель быстрых нейтронов	Наличие алгоритмов и зависимостей: Связь между пористостью и скоростями счета, поправочных, учитывающих влияние условий измерений, зависимостей для определения коэффициентов газонасыщения Наличие алгоритмов и	1. Литологическое расчленение разрезов скважин. 2. Определение $\mathbf{K_П}$. 3. Определение $\mathbf{K_Г}$. 4. Определение положений контактов.

ИНК	скорость счета во временных окнах трек Т2 при однократном измерении у не более 150 м/час	$К_п$ = 1÷40% Скважина обсажена	(14 МэВ), один или два детектора тепловых нейтронов или □-излучения комплексируют с ГК и ЛМ	зависимостей: калибровочных, устанавливающих связь между макросечением захвата и пористостью; поправочных за влияние условий измерений	
ГГК-П	□□□, имн/мин Трек Т2 (кривая плотности) Трек ТД (кривая поправки за влияние промежуточной среды) V не > 350 м/час	ПЖ любого состава $\delta_п$ = 1,7÷3 гсм^3	Ампульный источник и два детектора γ- излучения зонд располагают на выносном башмаке, который в процессе исследования прижимают к стенке скважин рабочей поверхностью, или в защитном кожухе прижимают весь прибор (к стенке прижимают весь прибор)	Наличие зависимостей: калибровочных (связь между $J_{□□}$ и плотностью)	1. Литологическое расчленение разрезов скважин. 2. Определение плотности $К_п$.
АК	Δt; $А_1$, $А_2$; □ Трек Т3 V не более > 800 м/час	Скважина необсажена Диапазон измерения Δt – 120-660 мкс/м □- 0-30 (10) дб/м	Зонд содержит излучатель И упругих волн (2-20 кГц) или ультразвукового (20-60 кГц) диапазонов частот и широкополосный приемник П. Применяют трехэлементные зонды ИПП, ИИП и многоэлементные измерительные зонды Модуль АК комплексируют с любыми другими модулями при условии, что механическое соединение модулей не нарушает центрирование измерительного зонда	Наличие не менее 2-х , реализирующих разные принципы обработки, программ выделения различных волн, определение интервальных времен. Амплитуд, определение пористости пород.	1. Литологическое расчленение разрезов скважин. 2. Определение $К_П$. 3. Оценка качества цементирования обсадной колонны.

ПРИЛОЖЕНИЕ В



***1* – условная линия глин, *2* – обводненные интервалы**

Рис. 1. Комплекс ГИС в открытом стволе

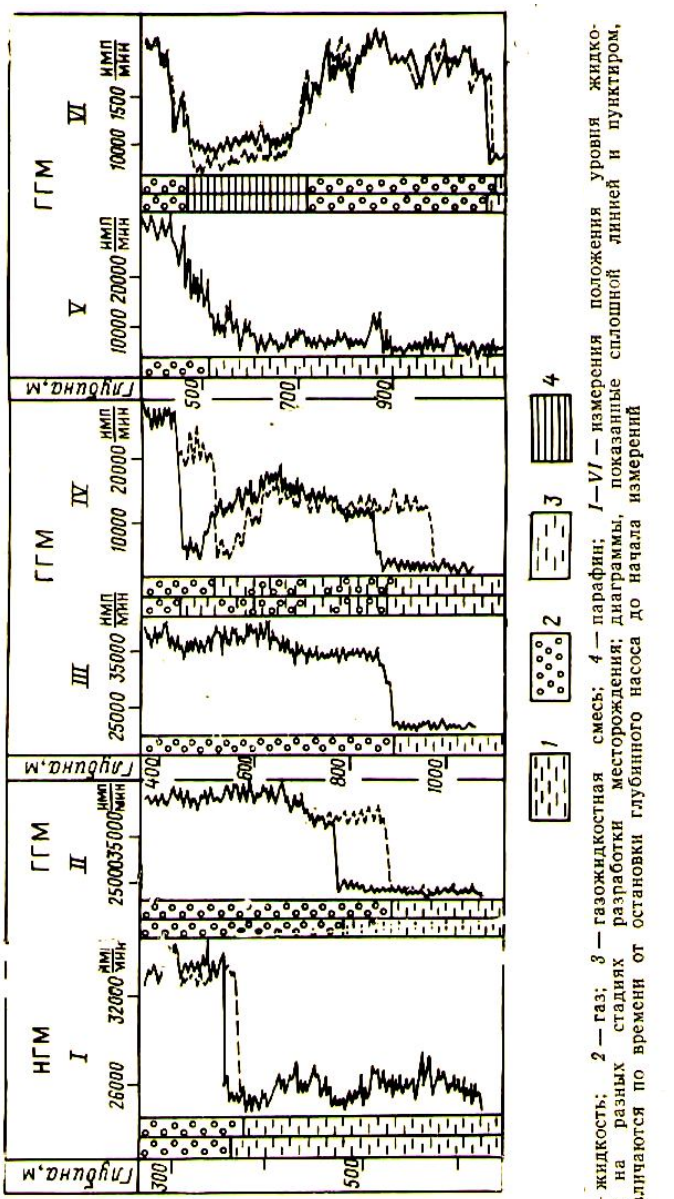
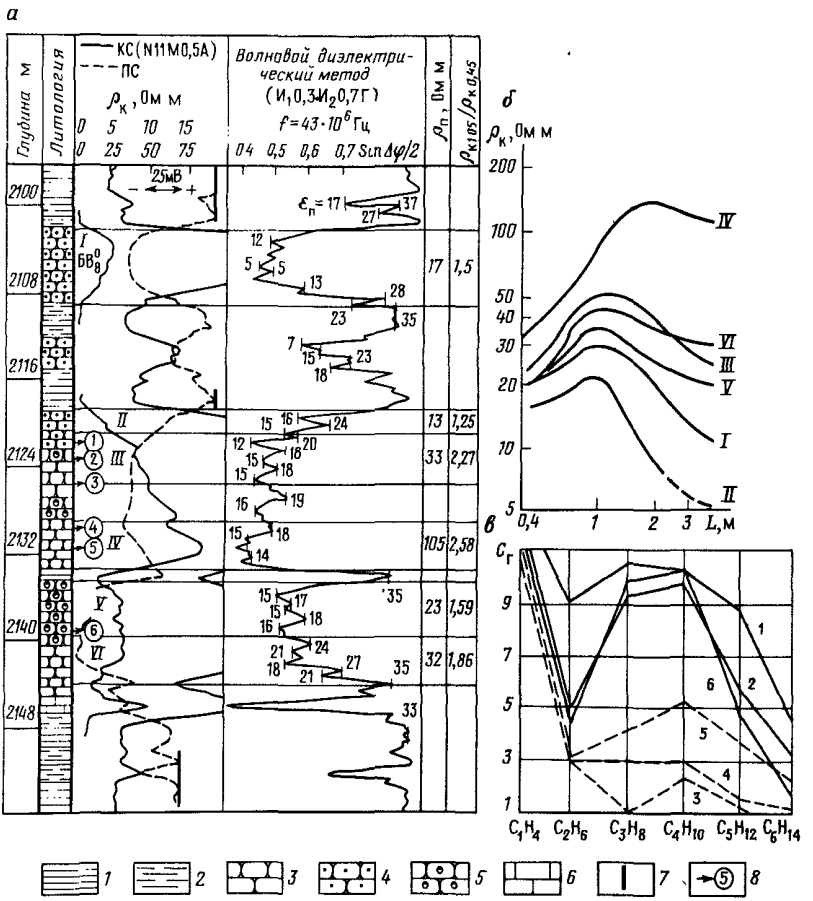
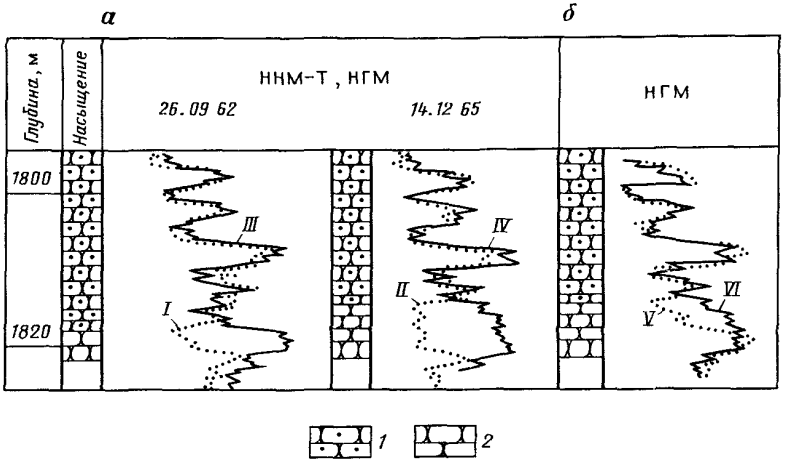


Рис. 2. Комплекс ГИС в закрытом стволе



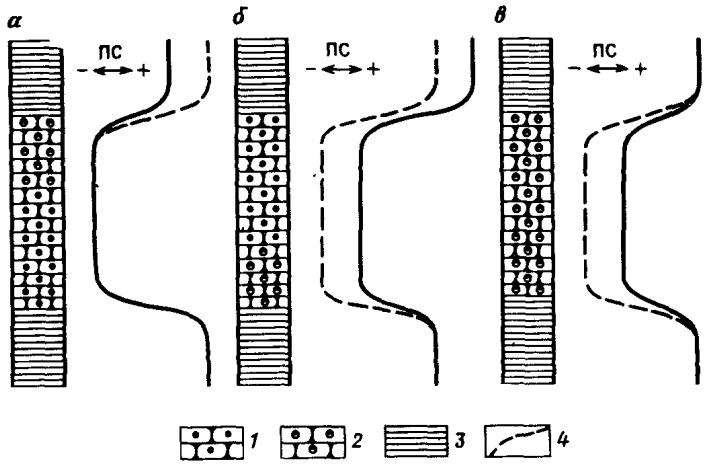
а – комплекс ГИС; *б* – результаты интерпретации данных электрометрии (кривые БЭЗ); *в* – результаты анализа проб газа (пунктирные линии) и интерпретация данных, полученных опробователем пластов (сплошные линии); *I*–*VI* – пласты-коллекторы, выделенные для интерпретации; *1* – глина; *2* – алевролит; песчаник: *3* – водоносный, *4* – нефтеносный, *5* – обводненный; *6* – известняк; *7* – условная линия глин; *8* – места отбора проб; $\rho_{К\,1,05}$ и $\rho_{К\,0,45}$ – кажущиеся сопротивления, записанные зондами с L = 1,05 и 0,45 м; $C_г$ – содержание компонентов, %

Рис. 3. Комплекс методов ГИС в закрытом стволе



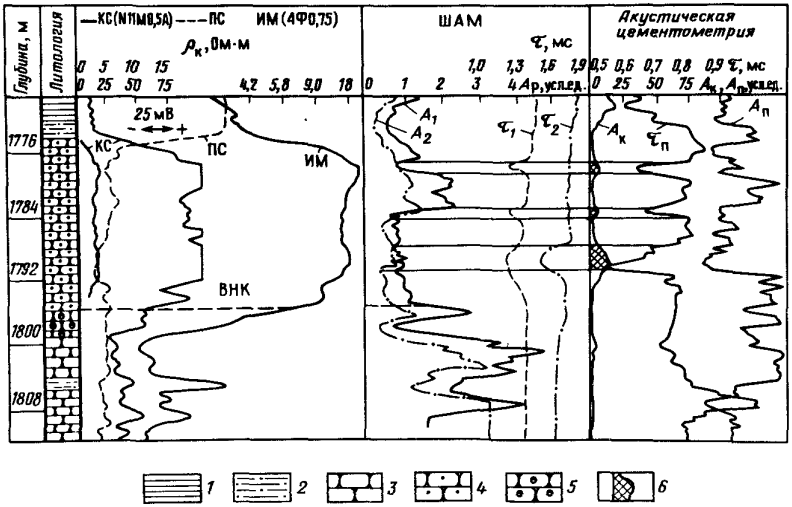
Кривые *I, II* – $I_{пт}$, *III, IV* – $I_{п\gamma}$, *V* – фоновый замер $I_{п\gamma}$, *VI* – повторный замер $I_{п\gamma}$; пласты, *1* – нефтеносный, *2* – водоносный или обводненный

Рис. 4. Интерпретация методов ГИС



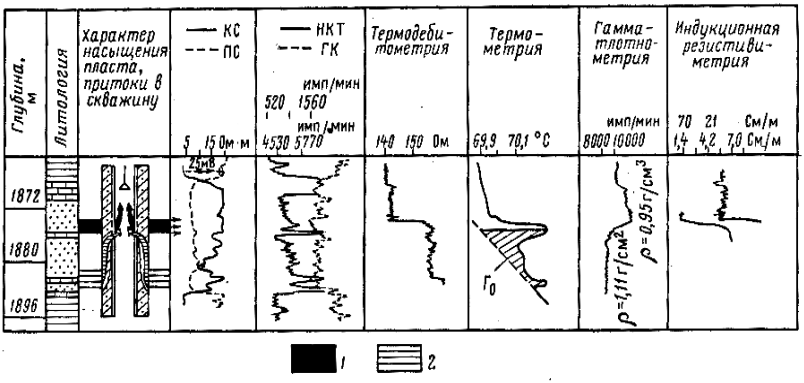
Обводнение пласта: *а* – в кровле, *б* – в подошве, в – по всей мощности; *1* – нефтеносный песчаник, *2* – обводненный песчаник, *3* – глина. *4* – кривые ПС при отсутствии обводнения

Рис. 5. Метод потенциалов СП



1 – глина; *2* – алевролит; песчаник: *3* – водоносный, *4* – нефтеносный, *5* – обводненный; *6* – участки дефектного цементирования

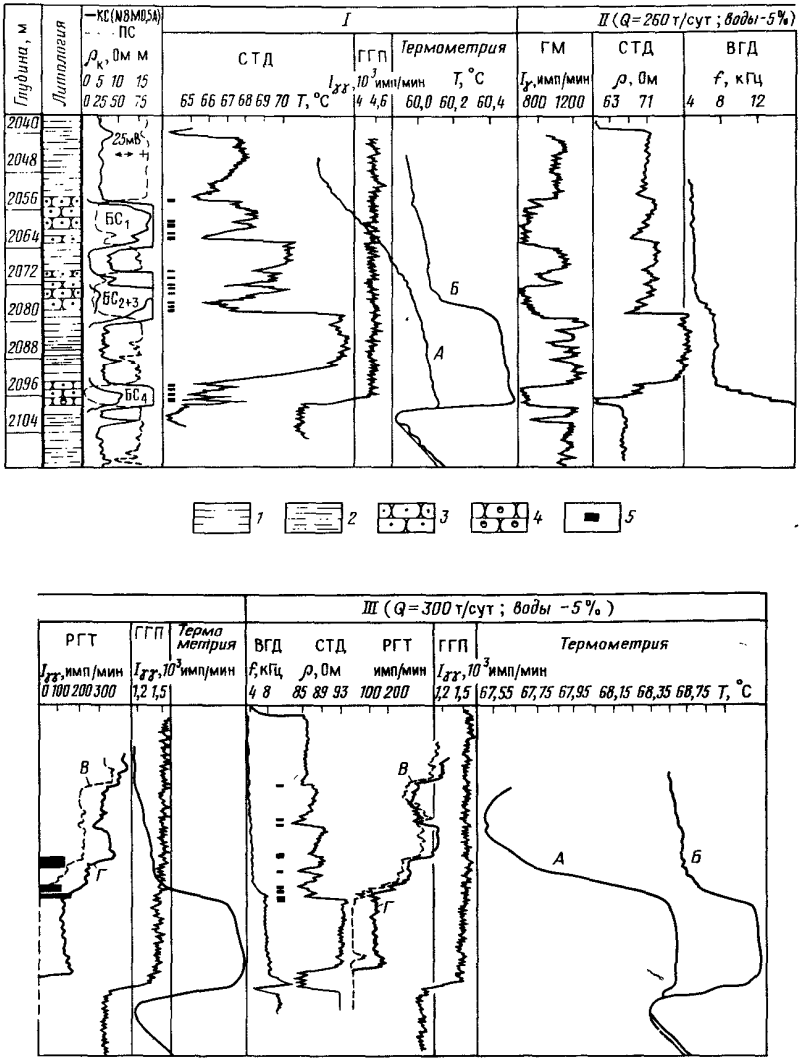
Рис. 6. Комплексная интерпретация методов ГИС



Выделение интервала затрубной циркуляции в действующей скважине (штриховка).

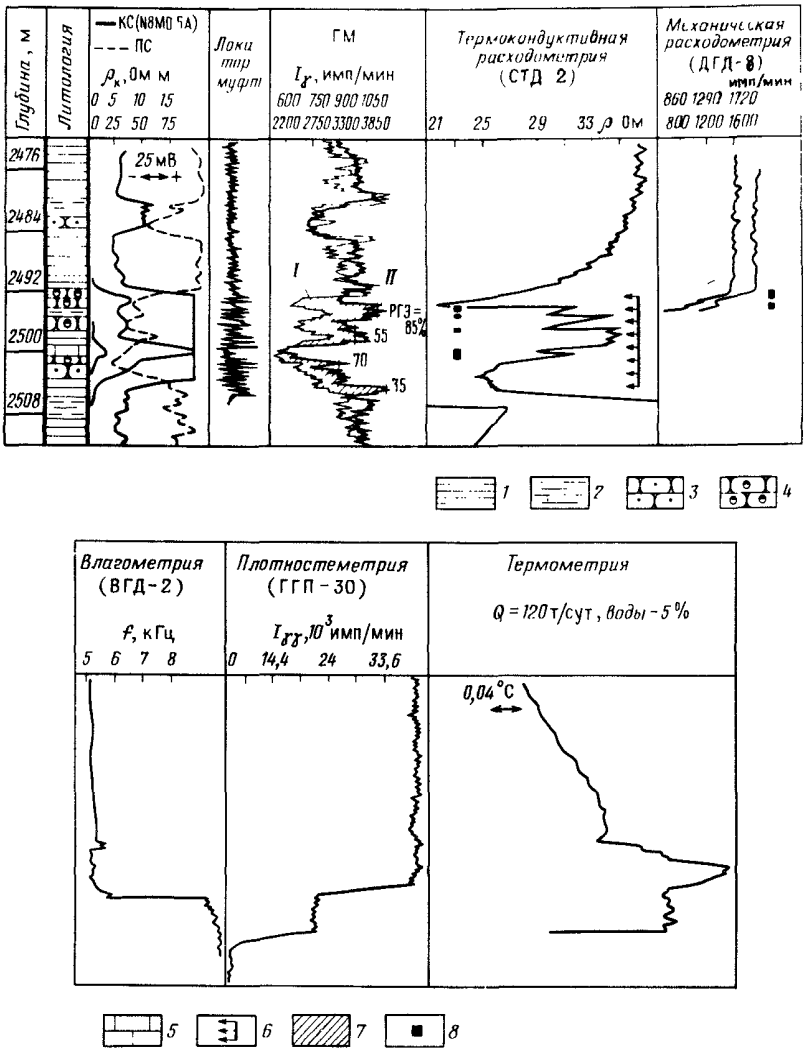
Скв. 2053, Самотлорская площадь. *1* — нефть; *2* — вода

Рис. 7. Выделение затрубной циркуляции в действующей скважине



Замеры: *I* – на начало разработки; *II, III* – через 2 года 8 месяцев после ее начала; *1* – глина; *2* – алевролит; песчаник; *3* – нефтеносный, *4* – обводненный; *5* – работающие интервалы; запись кривых в скважинах· *А* – остановленной, *Б* – работающей; *В, Г* – соответственно точечные и непрерывные замеры

Рис. 8. Комплекс ГИС контроля за разработкой



Замеры: *I* – основной, *II* – повторный (через 6 лет); *1* – глина; *2* – алевролит; песчаник: *3* – нефтеносный, *4* – обводненный; *5* – известняк; *6* – интервал перфорации; *7* – участки проявления РГЭ, установленные по ГМ; *8* – работающие интервалы

Рис. 9. Комплекс ГИС в скважине 440

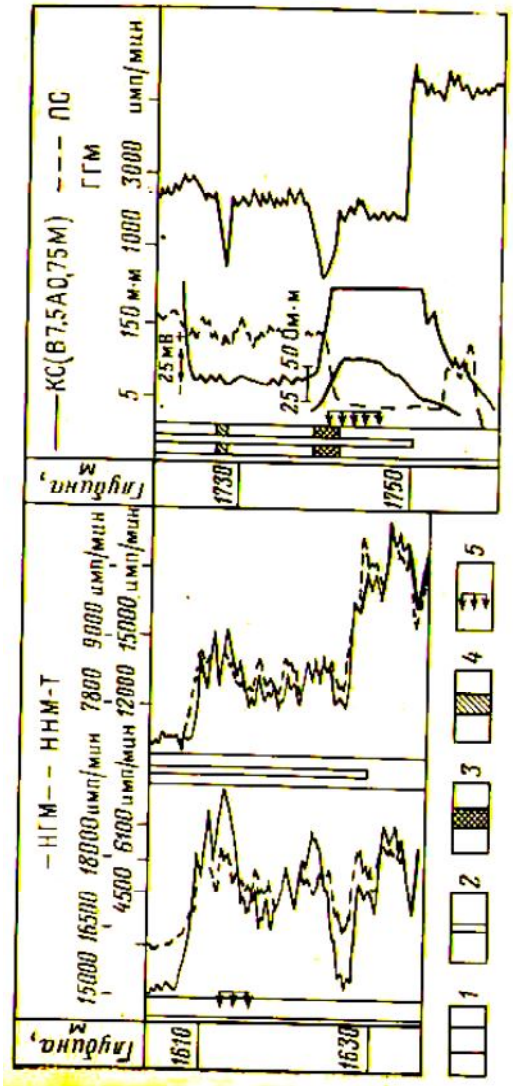


Рис. 10. Контроль за техническим состоянием скважины

1 – обсадная колона; 2 – насосно-компрессорные трубы; 3 – пакер; 4 – репер; 5 – интервал перфорации

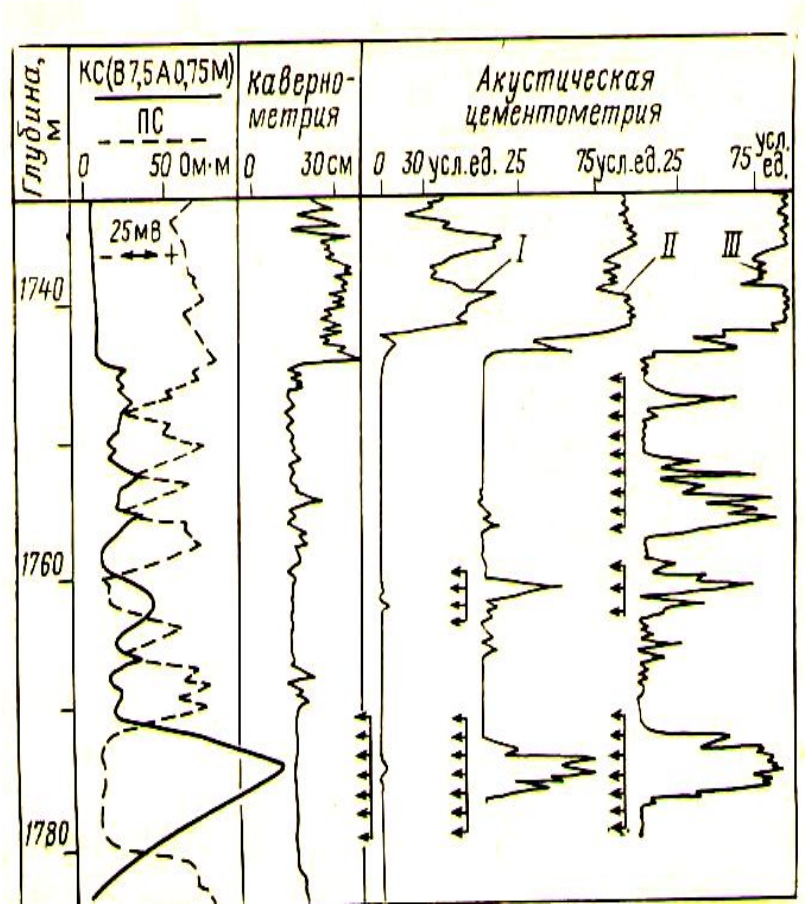


Рис. 11. Комплекс ГИС в закрытом стволе

Замеры: I – первый, II – второй (через 9 дней после первого), III – третий (через 11 дней после первого); стрелками указаны интервалы перфорации

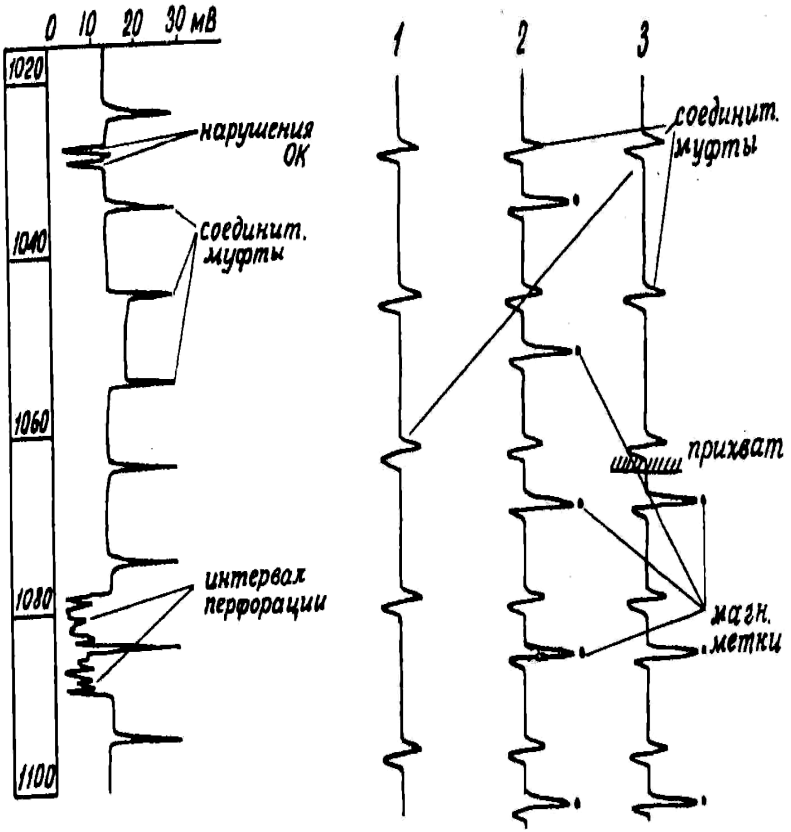


Рис. 12. Пример записи результатов индукционной дефектометрии:
1 – первичная диаграмма локатора;
2 – после простановки магнитных меток;
3 – после закручивания колонны

ГЛОССАРИЙ

Геофизические исследования в скважинах (ГИС) – исследования в скважинах, проводящиеся с целью изучения геологического разреза и массива горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах и выявления полезных ископаемых, контроля технического состояния скважин и разработки месторождений, опробования пластов и отбора образцов из стенок скважины, основанные на особенностях физических свойств горных пород, нефте- и газоносных пластов, углей и руд.

Каротаж – геофизические исследования в скважинах с целью изучения вскрытого скважиной геологического разреза и выявление полезных ископаемых.

Околоскважинные исследования – геофизические исследования в скважинах с целью изучения массива горных пород в околоскважинном пространстве, поиска и разведки месторождений полезных ископаемых и решения инженерно-геологических задач.

Электрический и электромагнитный каротаж – исследования скважин, основанные на изучении электрических и электромагнитных свойств горных пород и насыщающих их флюидов.

Электрический каротаж – исследования горных пород, основанные на регистрации параметров естественного или искусственного постоянного электрического поля.

Каротаж сопротивления (КС) – электрический каротаж, основанный на измерении кажущегося удельного электрического сопротивления горных пород.

Боковое каротажное зондирование – каротаж сопротивления с использованием нескольких однотипных зондов разной длины.

Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) – электрический каротаж, основанный на измерении потенциалов самопроизвольной поляризации.

Стандартный электрический каротаж – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации и каротаж сопротивления потенциал-зондом и (или) градиент-зондом, длину которых

устанавливают в соответствии с геолого-геофизическими условиями района.

Электрический каротажный зонд – каротажный зонд, содержащий измерительные и (или) токовые электроды и применяемый в скважинной аппаратуре электрического каротажа. В зависимости от назначения различают: зонд самопроизвольной поляризации, зонд электродных потенциалов, зонд сопротивления.

Скважинный прибор – прибор, предназначенный для проведения геофизических исследований в скважине.

Комплексный скважинный прибор – скважинный прибор, предназначенный для проведения геофизических исследований несколькими методами.

Каротажный зонд – измерительное устройство, содержащие приемники и (или) источники наблюдаемого поля.

Градиент-зонд – электрический зонд, содержащий три электрода, в котором расстояние между парными токовыми или измерительными электродами меньше, чем между непарными

Точка записи градиент - зонда – средняя точка между парными электродами.

Длина градиент - зонда – расстояние от точки записи до непарного электрода.

Потенциал - зонд – зонд, у которого расстояние между парными (приемными MN или питающими A и B) электродами превышает расстояние от непарного электрода (N или M) до ближайшего парного электрода.

Длина потенциал-зонда – расстояние между ближними непарными электродами.

Индукционный каротаж (ИК) – электромагнитный каротаж, основанный на измерении кажущейся удельной электропроводности горных пород.

Радиоактивный каротаж – каротаж, основанный на измерении характеристик полей ионизирующих излучений.

Гамма-каротаж (ГК) – радиоактивный каротаж, основанный на измерении естественной гамма-активности горных пород.

Плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГКП) – гамма-гамма-каротаж, основанный на измерении жесткой составляющей рассеянного гамма-излучения.

Нейтронный каротаж (НК) – радиоактивный каротаж, основанный на измерении характеристик нейтронного излучения, сопровождающего распад естественных радиоактивных элементов в горных породах.

Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) – радиоактивный каротаж, основанный на измерении характеристик нейтронного излучения в горных породах при облучении их внешним источником нейтронов. В зависимости от энергии регистрируемых нейтронов различают нейтронный каротаж с измерением характеристик тепловых, надтепловых или быстрых нейтронов.

Инклинометрия скважины – определение угла и азимута падения пластов по данным геофизических измерений в одной скважине.

Кавернометрия скважины – измерение среднего диаметра скважины.

Расходометрия скважины – измерение скорости перемещения жидкости по скважине.

Резистивиметрия скважины – измерение удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину.

Контроль обсадных колонн – измерение толщины и выявление дефектов обсадных колонн.

Контроль цементирования – определение высоты подъема цемента.

Каротажная станция – установка, состоящая из каротажной лаборатории и каротажного подъемника.

Каротажная лаборатория – установка, предназначенная для проведения геофизических исследований в скважинах, включающая измерительную и регистрирующую аппаратуру, а также источники питания.

Каротажный подъемник – оборудование для спуска и подъема на кабеле каротажных зондов, скважинных приборов, прострелочных и взрывных аппаратов.

Скважинная геофизическая аппаратура – аппаратура, включающая наземные приборы, скважинный прибор или каротажный зонд, предназначенный для совместной работы.

Длина индукционного зонда – расстояние между серединами главной генераторной и измерительной катушек индукционного каротажного зонда.

Радиоактивный каротажный зонд – каротажный зонд ионизирующего излучения, применяемый в скважинной аппаратуре радиоактивного каротажа.

Длина радиоактивного каротажного зонда – расстояние между серединами источника и детектора излучений радиоактивного каротажного зонда.

Источник излучения радиоактивного каротажного зонда – устройство радиоактивного каротажного зонда для создания нейтронного, гамма- или рентгеновского излучения.

Детектор излучения радиоактивного каротажного зонда – устройство радиоактивного каротажного зонда для приема нейтронного или гамма-излучения и преобразования их в электрические сигналы.

Экран радиоактивного каротажного зонда – устройство, предназначенное для защиты детектора излучения от прямого воздействия источника излучения или выделения полезного излучения.

Метод кажущегося сопративления (КС) – электрический каротаж нефокусированными зондами.

Зонд – установка, содержащая несколько электродов, служащая для измерения кажущегося удельного сопртивления.

Парные электроды - два электрода зонда, включенные в одну цепь (токовую или измерительную).

Непарный электрод – электрод зонда, включенный одну цепь с электродом, удаленным на большое расстояние от зонда.

Однополюсный зонд – трехэлектродный зонд, состоящий из одного питающего А и двух приемных М и N электродов.

Двухполюсный зонд – трехэлектродный зонд, состоящий из одного приемного М и двух питающих А и В электродов.

Кровельный зонд – зонд, у которого парные электроды располагаются выше непарного.

Подошвенный зонд – зонд, у которого парные электроды располагаются ниже непарного.

Боковое электрическое зондирование (БКЗ, БЭЗ) – измерение кажущегося сопротивления по разрезу скважины набором однотипных зондов разной длины.

Микрозондирование (МКЗ) – исследование кажущегося сопротивления прискважинной части разреза зондами очень малой длины.

Боковой каротаж (БК) – электрические исследования фокусированными зондами.

Индукционный каротаж (ИК) – метод, основанный на измерении кажущейся удельной электрической проводимости пород в переменном электромагнитном поле в частотном диапазоне от десятков до сотен килогерц.

Индукционный каротажный зонд – электромагнитный каротажный зонд, содержащий две или более катушек индуктивности, расположенных на оси скважины.

Индукционный каротажный зонд – электромагнитный каротажный зонд, содержащий две или более катушек индуктивности, расположенных на оси скважины. В зависимости от числа катушек индукционные каротажные зонды могут быть двух-, трехкатушечными и т. д.

Самопроизвольная поляризация (ПС) – явление, заключающееся в самопроизвольном образовании в скважине и вблизи нее поля электрических токов.

Естественная радиоактивность – самопроизвольный распад неустойчивых атомных ядер, спонтанно превращающихся в ядра других элементов и сопровождающийся испусканием альфа, бета-частиц, гамма-квантов.

Гамма-метод – регистрация кривой изменения интенсивности естественного гамма-излучения пород I_y в разрезе скважины при перемещении в ней радиометра.

Угол искривления δ (кривизна скважины) – отклонение оси скважины от вертикали.

Термометрия – изучение естественных и искусственных тепловых полей в скважине в установившемся и неустановившемся режимах.

Газовый каротаж – комплекс геохимических исследований скважин применяемый в двух вариантах - в процессе буре-

ния и после бурения, основан на изучении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости, а также основных параметров, характеризующих режим бурения.

ГИС - геофизические исследования и работы во внутрискважинном и околоскважинном пространствах, выполняемые приборами на кабеле.

ИТСС – исследования и контроль технического состояния скважин и технологического оборудования, необходимые для информационного обеспечения управления процессами бурения скважины, спуска и цементирования обсадных колонн, вторичного вскрытия коллекторов и вызова притоков пластового флюида.

Прямые исследования пластов – опробование и испытания пластов, отбор пород и флюидов.

Радиоактивный каротаж (РК) – исследования, основанные на измерении параметров полей ионизирующих частиц (нейтронов и гамма-квантов) с целью определения ядерно-физических свойств и элементного состава горных пород.

Нейтронный каротаж (НК) – метод основан на облучении скважины и пород нейтронами от стационарного импульсного источника и измерении плотностей потоков надтепловых и тепловых нейтронов и гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. Измеряемая величина – скорость счета в имп/мин.

Термины и определения, применяемые при обработке и интерпретации ГИС

Осадочные породы. Осадочные породы состоят из частиц, которые образовались в результате разрушения ранее существовавших пород в процессе выветривания. После разрушения этих частиц, или осадков, происходило их уплотнение (литификация) и цементирование, в результате чего сформировались осадочные породы. К наиболее распространенным осадочным породам относятся: песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, сланцы.

Керн – это длинный, цилиндрической формы образец породы, отобранный из ствола скважины. Обычно керны извлекают с помощью колонкового бура (керноотборника), установленного в бурильной колонне, или с использованием бокового грунтоноса (стреляющего) типа, который обеспечивает получение образцов породы со стенок скважины.

Каротажный пласт – прослой или несколько смежных прослоев, объединенных по близким каротажным значениям в соответствии с заданными критериями.

Прослой – геологическое тело, однородное по изучаемому физическому свойству, ограниченное двумя поверхностями раздела, которые в пределах рассматриваемой области можно считать параллельными.

Опорный пласт – каротажный пласт с известной физической характеристикой.

Пласт бесконечной мощности – каротажный пласт, при дальнейшем увеличении мощности которого значения на каротажной кривой не изменяются.

Мощный пласт – каротажный пласт, каротажные значения против которого близки к значениям против пласта бесконечной мощности.

Тонкий пласт – каротажный пласт, на каротажные значения против которого влияют физические свойства соседних пластов.

Пласт высокого сопротивления – каротажный пласт, удельное электрическое сопротивление которого больше удельного электрического сопротивления вмещающей среды.

Пласт низкого сопротивления – каротажный пласт, удельное электрическое сопротивление которого меньше удельного электрического сопротивления вмещающей среды.

Вмещающие породы – породы, контактирующие с каротажным пластом или рудным телом.

Фильтрат промывочной жидкости – промывочная жидкость, отфильтровавшаяся в пласт.

Промытая зона – ближайшая к скважине часть зоны проникновения.

Глинистая корка в скважине – слой глинистых частиц, оседающих на стенке скважины в результате фильтрации промывочной жидкости в пласт.

Интерпретация данных каротажа – обработка результатов геофизических исследований в скважинах с целью изучения геологического разреза, выделения и оценки полезных ископаемых.

Расчленение разреза скважин – установление последовательности залегания пластов и определение их границ по данным каротажа.

Каротажные значения – значения измеряемой при каротаже величины в точках скважины.

Приведенные каротажные значения – каротажные значения, приведенные к заданным условиям.

Существенные каротажные значения – каротажные значения против пласта, используемые при интерпретации каротажных кривых.

Каротажная кривая – график изменения каротажных значений по скважине.

Линия глин – линия, проведенная по участкам кривой самопроизвольной поляризации, соответствующим пластам глин.

Истинная мощность – кратчайшее расстояние между кровлей и подошвой пласта.

Видимая мощность пласта – расстояние между точками пересечения скважины с кровлей и подошвой пласта

Коллектор – горная порода, обладающая пористостью и проницаемостью, которые обеспечивают подвижность нефти или газа в породе.

Общая толщина горизонта (пласта)- расстояние от кровли до подошвы, определяемое в стратиграфических границах.

Эффективная толщина – равна общей толщине за вычетом толщины прослоев неколлекторов, выделенных в разрезе горизонта.

Нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина – равна суммарной толщине прослоев нефтегазонасыщенных коллекторов.

Удельное электрическое сопротивление горной породы – сопротивление горной породы проходящему через нее электрическому току, отнесенное к единице поперечного сечения и длины образца породы.

Удельное электрическое сопротивление пласта – удельное электрическое сопротивление части пласта, не затронутой проникновением промывочной жидкости.

Удельное электрическое сопротивление зоны проникновения – удельное электрическое сопротивление однородного концентрического слоя, эквивалентного по влиянию на кажущееся сопротивление зоне проникновения.

Диаметр зоны проникновения – диаметр однородного концентрического слоя, эквивалентного по влиянию на кажущееся сопротивление зоне проникновения.

Глинистость горной породы – совокупность глинистых включений в горной породе.

Плотность – отношение массы горной породы к объему породы, т. е отношение массы твердой, жидкой и газовой фаз к его объему.

Самопроизвольная поляризация в скважине – самопроизвольное образование поля электрических токов в скважине и вблизи нее.

Потенциал самопроизвольной поляризации в скважине – потенциал, созданный в скважине токами самопроизвольной поляризации. Включает в себя диффузионный, диффузионно-абсорбционный и фильтрационный потенциал.

Насыщенность пласта флюидом – отношение объема, который занимает конкретный флюид в поровом пространстве коллектора, к объему других флюидов**.** Насыщенность флюидами порового пространства пласта пористой породы всегда со-

ставляет 100 %. Если поровое пространство наполовину заполнено нефтью и наполовину водой, то нефтенасыщенность породы составляет 50 % (S_0) и водонасыщенность также 50 % (S_w).

Sw – водонасыщнность (процентное содержание воды в пластовом флюиде)

So – нефтенасыщенность (процентное содержание нефти в пластовом флюиде)

Sg – газонасыщенность (процентное содержание газа в пластовом флюиде)

Плотность флюида – определяет положение различных флюидов в пласте. Газ обладает наименьшей плотностью (самый легкий), затем идет нефть и далее вода с наибольшей плотностью (самая тяжелая).

Пористость – совокупность всех пустот в минеральном скелете породы.

Коэффициент пористости – отношение объема пор к объему породы.

Параметр пористости – относительное удельное электрическое сопротивление, свободное от влияния флюида, насыщающего поры породы.

Параметр нефтенасыщения – коэффициент увеличения сопротивления, показывающий во сколько раз увеличивается удельное сопротивление водонасыщенного коллектора при частичном насыщении объема пор нефтью или газом.

Коэффициент нефтегазонасыщенности – отношение объема пор, заполненных нефтью или газом, к общему объему порового пространства породы. Если считать, что весь объем пор равен единице, то сумма коэффициентов нефтегазонасыщенности и водонасыщенности $K_{нг}+K_в= 1$.

Глинистая гранулометрическая фракция – фракция с размером зерен менее 0,01 мм.

Вторичная пористость – включают трещины, образованные под воздействием тектонических, тепловых и химических процессов.

СОДЕРЖАНИЕ

	ПРЕДИСЛОВИЕ	3
	ГЛАВА 1. КОМПЛЕКСЫ ГИС В ОБСАЖЕННЫХ И НЕОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ, РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ, ОСЛОЖНЯЮЩИЕ ФАКТОРЫ	6
1.1.	Цели и задачи геофизических исследований скважин на месторождениях нефти и газ	6
1.2.	Стандартный комплекс ГИС в открытом стволе	8
1.3.	Комплексы ГИС в закрытом стволе	13
1.4.	Факторы, осложняющие ГИС	18
	ГЛАВА 2. ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС	26
2.1.	Способы получения информации о физических свойствах пород	26
2.2.	Физические свойства горных пород и флюидов	37
2.3	Литолого-петрофизическая характеристика месторождений углеводородов Казахстана	61
	ГЛАВА 3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ	67
3.1.	Методика интерпретация данных каротажа	67
3.1.1.	Общие сведения	67
3.1.2.	Контроль качества материалов ГИС	72
3.1.3.	Оформление первичных каротажных мтериалов	75
3.1.4.	Этапы интерпретации ГИС	76
3.1.5.	Геологические построения по данным каротажа на нефтяных и газовых месторождениях	80
3.2.	Литологическое расчленение разрезов скважин	81
3.3.	Выделение нефтеносных и газоносных коллекторов	101
3.4.	Определения параметров нефтегазовых коллекторов по диаграммам ГИС	122
3.4.1.	Определение коэффициента пористости пород по диаграммам ГИС	125
3.4.2.	Определение глинистости по диаграммам ГИС	149

3.4.3.	Определение проницаемости коллекторов.....	159
3.4.4.	Определение коэффициента нефтенасыщенности и характера насыщения пород коллекторов	166
	ГЛАВА 4. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В ЗАКРЫТОМ СТВОЛЕ.....	190
4.1	Интерпретация каротажных диаграмм при контроле за разработкой месторождений нефти и газа.....	190
4.1.1.	Современные представления о процессах вытеснения нефти и газа из продуктивных пластов...	191
4.1.2.	Исследование процесса вытеснения нефти в пласте.....	197
4.1.3.	Изучение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта.....	231
4.1.4	Изучение состава жидкости в стволе действующей скважины.....	238
4.1.5.	Оценки степени выработанности нефтяного месторождения по данным ГИС.....	242
4.1.6.	Определение энергетических параметров пласта...	243
4.1.7.	Выбора оптимального режима скважины и ее технологического оборудования.....	246
4.2.	Интерпретация результатов изучения технического состояния скважин.....	251
4.2.1.	Оценка качества цементирования колонн	253
4.2.2.	Выявление дефектов обсадных и насосно-компрессорныхтруб.....	268
4.2.3.	Определение негерметичности обсадных колонн и интервалов затрубной циркуляции флюидов....	273
4.2.4.	Определение положения уровня жидкостей, парафиновых и солевых отложений в скважинах...	284
	Библиографический список	290
	Приложения А.....	293
	Приложения В.....	328
	Глоссарий.....	338
	Термины и определения, применяемые при обработке и интерпретации ГИС.....	344

Учебное издание

Истекова Сара Аманжоловна,
Борисенко Галина Тимофеевна

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Учебное пособие

для бакалавров специальности 05В0706 –
«Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

для магистрантов специальности 6М074700 –
«Геофизические методы поисков и разведки МПИ»,

Нач. РО УИЦ *З.А. Губайдулина*
Редактор *Г.М. Дюсенбаева*
Компьютерная верстка *Л.П. Умирбекова*

Подписано в печать 28. 02. 2014 г.
Тираж 300 экз. Формат 60х84 1/16. Бумага типогр. № 1.
Уч. изд. л. 21,9. Усл. п. л. 20,4. Заказ № 32. Цена договорная

Издание Казахского национального технического
университета им. К.И. Сатпаева
Учебно-издательский центр КазНТУ
г. Алматы, Сатпаева, 22.

ISBN 978-601-228-626-7

