

КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
Кафедра региональной геологии и полезных ископаемых

Ю. П. БАЛАБАНОВ, И. П. ЗИНАТУЛЛИНА

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГО-
ПРОМЫСЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ**

Методическое пособие
к практическим занятиям по промышленной геологии

Казань –2016

*Принято на заседании
кафедры региональной геологии и полезных ископаемых
Протокол № 10 от 5 мая 2016 г.*

Рецензент:

ст. преподаватель

кафедры геофизики ИГиНГТ **С. И. Петров**

Балабанов Ю. П., Зинатуллина И. П.

Геофизические методы изучения геолого-промысловых характеристик продуктивных пластов: методическое пособие / Ю.П. Балабанов, И.П. Зинатуллина. – Казань: Казан. ун-т, 2016. – 47 с.

Методическое пособие к практическим занятиям по промысловой геологии предназначено для студентов геологов в изучении геологического строения исследуемой территории комплексом геофизических методов исследования скважин.

© Балабанов Ю.П., Зинатуллина И.П., 2016

© Казанский университет, 2016

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ, СИМВОЛОВ И СО- КРАЩЕНИЙ	4
ВВЕДЕНИЕ	5
1. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГО- ПРОМЫСЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	6
1.1. Геолого-технологические исследования скважин	6
1.2. Геолого-промысловые характеристики продуктивных пластов	7
1.3. Геофизические исследования скважин	8
1.3.1. Электрические методы исследования скважин	8
1.3.2. Радиоактивные методы исследования скважин	22
1.3.3. Акустический метод исследования скважин	27
1.3.4. Кавернометрия	30
2. КОМПЛЕКСНАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	32
2.1. Литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин	32
2.1.1. Расчленение разрезов скважин	32
2.1.2. Сопоставление разрезов скважин и изучение последовательно- сти напластования	41
2.1.3. Выделение коллекторов	44
ЛИТЕРАТУРА	47

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ, СИМВОЛОВ И СОКРАЩЕНИЙ

ГИС	-геофизические методы исследования в скважинах
КС	-каротаж сопротивления (кажущееся сопротивление)
ПС	-каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации
БК	-боковой каротаж
БКЗ	-боковое каротажное зондирование
ИК	-индукционный каротаж
МКЗ	-микрокаротажное зондирование
АК	-акустический каротаж
КВ	-кавернометрия
ГК	-гамма-каротаж
ГГК	-гамма-гамма-каротаж
НГК	-нейтронный гамма-каротаж
ННК	-нейтрон-нейтронный каротаж
НГК	-нейтронный гамма-каротаж
ГГКП	-плотностной гамма-гамма каротаж
d	-диаметр скважины
$U_{\text{ПС}}$	-потенциал ПС
э.д.с.	-электродвижущая сила
$E_{\text{ПС}}$	-электродвижущая сила ПС
$h_{\text{п}}$	-мощность пласта
τ	-постоянная времени
A, B	-токовые электроды зонда
M, N	-измерительные электроды зонда
ρ	-удельное электрическое сопротивление (УЭС)
$\rho_{\text{к}}$	-кажущееся удельное электрическое сопротивление
σ	-удельная проводимость
Номинальный диаметр – диаметр равный долоту бурового инструмента	

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время геофизические исследования скважин (ГИС) или каротажные исследования нашли широкое применение в практике геологических работ. Они используются не только для поисков и разведки, но и разработки месторождений полезных ископаемых. Важнейшими задачами при использовании ГИС являются изучение геологических разрезов нефтяных и газовых скважин, контроль их состояния и режима разработки месторождений. Необходимость постановки каротажных работ определяется, прежде всего, возможностью получения важной информации о геологическом строении отдельных территорий при полном отсутствии керна скважин, что характерно для всех эксплуатационных и большинства структурных и поисковых скважин. Иногда трудности при отборе керна в некоторых скважинах возникают при наличии в них хорошо проницаемых и слабосцементированных чистых коллекторов, разрушающихся при извлечении их на поверхность, а также карбонатных трещинных коллекторов.

По комплексу геофизических исследований скважин, включающему стандартный электрический картаж в сочетании с радиоактивными и сейсмоакустическими методами, могут быть решены следующие важные задачи:

- 1) выделение в разрезе отдельных прослоев и определение их литологического состава;
- 2) определение границ выделенных прослоев;
- 3) установление последовательности и закономерности их залегания и площадного распределения;
- 4) изучение геологического строения месторождения;
- 5) выделение в разрезе пластов – коллекторов, оценка характера их насыщения;
- 6) количественное определение коллекторских свойств, нефтегазонасыщенности и эффективной мощности.

Пособие не претендует на максимальное освещение всех рассмотренных выше задач. В первой части пособия основное внимание уделено рассмотрению общих вопросов, касающихся основ отдельных методов каротажа. Вторая часть посвящена рассмотрению вопросов интерпретации полученных материалов.

1. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Исследования, выполняемые в процессе бурения скважин, позволяют установить: литологический состав и относительный возраст пород, слагающих вскрываемый разрез; наличие в разрезе пластов-коллекторов и их продуктивность; вероятность возникновения осложнений в процессе бурения. Последнее чрезвычайно важно для выбора оптимального режима бурения и предупреждения аварий.

В скважинах проводятся исследования по следующим направлениям: геолого-технические исследования; геолого-промысловые исследования продуктивных пластов; геофизические исследования скважин.

1.1. Геолого-технологические исследования скважин

Основные задачи геолого-технологических исследований (ГТИ) скважин в процессе бурения сводятся к следующим:

- 1) сбор, обработка и оперативное предоставление геологической службе буровых предприятий информации о литологическом составе, характере насыщения и коллекторских свойствах вскрываемых в процессе бурения горных пород; оперативное прогнозирование пластовых давлений; выдача рекомендаций по уточнению интервалов отбора керна, испытания пластов и проведения геофизических исследований скважин (ГИС);
- 2) сбор, обработка и оперативное предоставление технологической службе буровых предприятий информации о параметрах процесса бурения.

По видам работы и решаемым задачам ГТИ подразделяются на геологические и технологические. Геологические исследования включают: газовый, механический и фильтрационный каротаж, геолого-геохимические исследования промысловой жидкости (ПЖ), шлама и керна; технологические - сбор и обра-

ботку информации о режимных параметрах процесса бурения и показателях циркуляционной системы.

1.2 Геолого-промысловые исследования продуктивных пластов

В процессе бурения скважин, при вскрытии перспективных на нефть и газ горизонтов, проводятся испытания с помощью опробователей пластов, спускаемых в скважину на кабеле или испытательном тросе (ОПК, ОПТ), и испытателей пластов на бурильных или насосно-компрессорных трубах (ИПТ).

По сравнению с испытаниями в колонне по системе снизу-вверх испытания в процессе бурения имеют ряд преимуществ: сокращается время изучения разреза; еще в процессе бурения устанавливается перспективность вскрытых пластов; благодаря детальности исследований повышается достоверность сведений о свойствах пластов; резко сокращаются сроки и повышается эффективность разведочных работ.

С помощью испытания скважин в открытом стволе можно определить следующие геолого-физические параметры пласта: проницаемость в зоне дренирования; коэффициент продуктивности испытываемого интервала; пластовое давление; коэффициент гидропроводности; состояние призабойной зоны и ряд других параметров, учитываемых при гидродинамических расчетах.

Испытатели пластов на трубах по сравнению с опробователями на кабеле имеют ряд преимуществ: большие объемы отбираемой из пласта жидкости (до тысячи литров и более); большие толщины испытываемых интервалов; отсутствие ограничений на проведение испытаний в зависимости от литологии пород; возможность определения гидродинамических параметров продуктивных пластов. Испытания на трубах в процессе бурения дают возможность с небольшими затратами времени и средств установить промышленную ценность вскрытых пластов и своевременно определить необходимость спуска обсадной колонны. Особенно важное значение приобретают испытания пластов при исследовании многопластовых месторождений, в которых испытанию подлежат до 10 пластов и более.

1.3 Геофизические исследования скважин

Геофизические исследования скважин (ГИС или каротаж) заключаются в измерении вдоль ствола скважины физических свойств горных пород, а также физических полей (естественных или искусственно создаваемых в скважинах). Физические свойства горных пород определяются их составом, строением, а также характером насыщения порового пространства пород, поэтому по результатам ГИС по ряду скважин можно составить представления о геологическом строении исследуемой территории.

Результаты ГИС изображаются в виде диаграмм, представляющих собой графики изменения измеряемых параметров с глубиной.

Методы ГИС включают: электрический, радиоактивный, акустический каротаж и ряд других видов исследования скважин.

К промыслово-геофизическим исследованиям относят также прострелочно-взрывные работы в скважинах; отбор керн боковыми грунтоносами; опробование пластов пробоотборниками на кабеле.

1.3.1 Электрические методы исследования скважин

Электрический каротаж заключается в измерении двух основных характеристик горных пород: потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) и кажущегося удельного сопротивления (КС) пород.

Метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).

Возникновение электрического поля самопроизвольной поляризации (ПС) в скважине связано с процессами, происходящими на контакте двух жидкостей с разной минерализацией. Обычно минерализация промывочной жидкости, заполняющей скважину, отличается от минерализации пластовой воды.

Наиболее четко по кривой ПС выделяются песчаные и глинистые пласты. При более пресной по сравнению с пластовой водой промывочной жидкости, когда минерализация пластовых вод превышает минерализацию бурового раствора, песчаный пласт отмечается на кривой ПС отрицательной аномалией, а глинистый – положительной («прямая» диаграмма ПС) (рис.1.3.1.1). При об-

ратном сочетании минерализаций пластовой воды и промывочной жидкости песчаный пласт отмечается положительной аномалией, а глина - отрицательной. Такая кривая ПС называется «обратной».

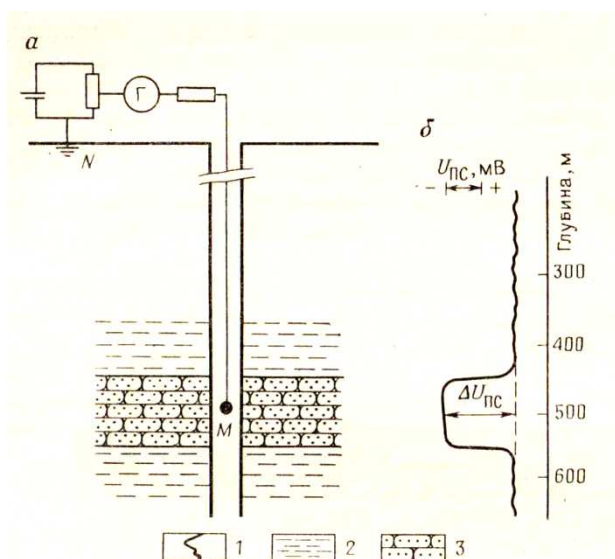


Рис. 1.3.1.1. Принципиальная схема измерения ПС:
1- кривая ПС; 2- глина; 3- песчаник; Г- регистрирующий прибор; М – измерительный электрод, N-удаленный неподвижный электрод.

Для количественных расчетов на участке кривой ПС против глин проводят «линию глин», относительно которой в масштабе записи снимают значения ПС (мВ).

Кривые ПС используют при расчленении разрезов скважин и выделении коллекторов, для определения минерализации пластовых вод, оценки глинистости пород и определения коллекторских свойств продуктивных пластов.

Метод сопротивления.(КС) Различают следующие виды каротажа сопротивления: 1) каротаж обычными трехэлектродными зондами; 2) боковое каротажное зондирование набором обычных зондов (БКЗ); 3) боковой каротаж; 4) микрокаротаж; 5) индукционный каротаж.

Удельное электрическое сопротивление горных пород (УЭС) зависит от их вещественного состава, структуры, пористости и удельного сопротивления насыщающих их жидкостей или газов. Для измерения электрического сопротивления пород в скважине создается искусственное электрическое поле. Зная силу тока и падение напряжения на отдельном участке пласта, можно опреде-

лить величину электрического сопротивления пород, находящихся под воздействием этого поля.

Среда, в которой создается электрическое поле в скважине, неоднородна. Особое влияние на состояние пород в скважине оказывает глинистый раствор, формирующий на стенках скважины глинистую корку, толщина которой определяется проницаемостью пластов. Поэтому электрическое сопротивление, измеряемое в скважине, принято называть кажущимся (ρ_k) (рис.1. 3.1.2).

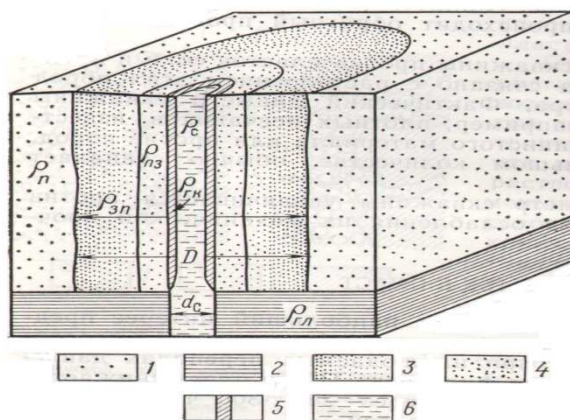


Рис. 1.3.1.2. Схема радиального распределения сопротивления в проницаемом водоносном пласте с межзерновой пористостью

1- неизменная проницаемостью часть пласта; 2 – глинистый пласт; 3 – зона проникновения промывочной жидкости (ПЖ) или бурового раствора; 4 – промытая часть зоны проникновения; 5 – глинистая корка; 6 – промывочная жидкость (ПЖ); $\rho_{пз}$; ρ_c ; $\rho_{гк}$; $\rho_{гл}$ - удельные сопротивления соответственно промытой зоны (пз), промывочной жидкости (пж), глинистой корки и глинистого пласта (Итенберг, 1987).

Таким образом, кажущееся электрическое сопротивление зависит от многих факторов: удельного сопротивления и мощности пластов пород, находящихся против измерительных электродов; диаметра скважины и удельного сопротивления заполняющей ее промывочной жидкости; толщины глинистой корки; характера распределения флюидов в прискваженной зоне пласта; типа и размера зонда, которым проводятся измерения (рис. 1.3.1.3) (Итенберг, 1987).

В электрометрии скважин используют два типа зондов – градиент и потенциал-зонды (рис.1.3.1.4). Градиент-зонды характеризуются относительным меньшим расстоянием между парными электродами (измерительными – М и N, или питающими – А и В) по отношению к расстоянию между непарными. В по-

тенциал-зондах, наоборот, расстояния между парными электродами больше по сравнению с непарными. Градиент-зонды могут быть двуполюсными (электроды А и В находятся в скважине) или однополюсными, когда один из питающих электродов (А или В) располагается на поверхности рядом со скважиной.

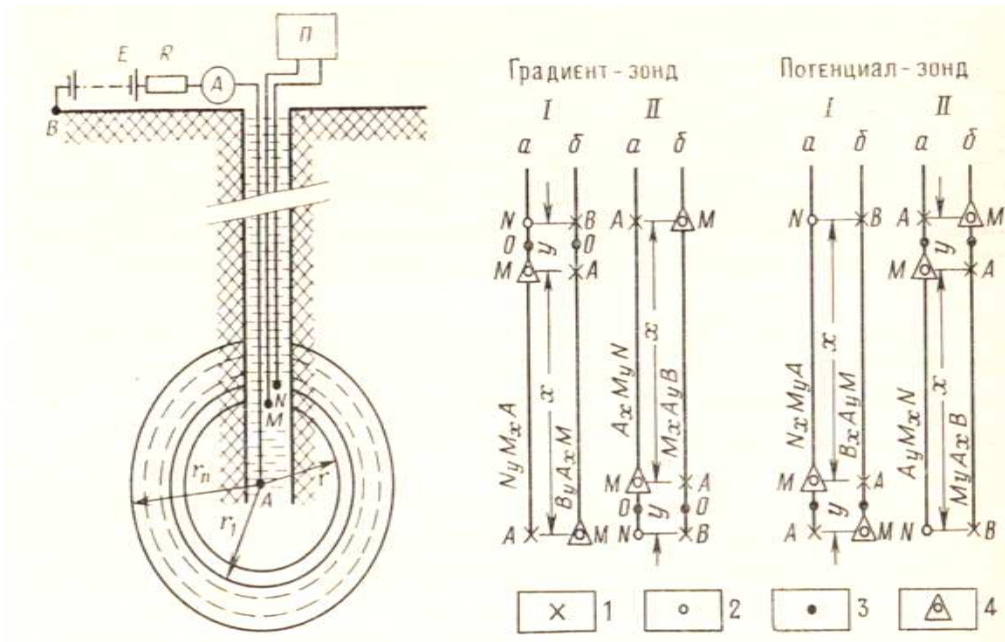


Рис. 1.3.1.3. Схема измерения кажущего удельного сопротивления (ρ_k): А и В - токовые электроды; П- измерительный прибор; Е-источник тока; R-сопротивление для установки силы тока и цепи питания; А-точки записи ПС (в кружке - амперметр)

Рис.1.3.1.4. Типы зондов: I - кровельный; II-подошвенный; 1-токочные электроды; 2-измерительные электроды (М, N); 3- точка записи кажущего сопротивления; 4- электроды для замера ПС.

Размером градиент зонда в метрах является расстояние между непарным электродом (А или М) и точкой, находящейся посередине между парными электродами (обычно ее обозначают буквой О) (АО или МО), в зависимости от типа зонда – одно или двуполюсного). Точка О является также еще и точкой записи величины кажущегося сопротивления (КС).

Точкой записи потенциал - зонда служит один из имеющихся измерительных электродов (обычно электрод М). Размер потенциал-зонда определяет расстояние АМ между питающим и измерительным электродами.

Различают еще подошвенные и кровельные градиент – зонды. У первых сближенные парные электроды располагаются в нижней части зонда, под не-

парным электродом, а у вторых – над непарным электродом, в верхней его части.

Форма кривых, полученных с помощью потенциал-зондов против пластов разной мощности по отношению к размеру зонда, различна.

Пласт высокого сопротивления большой мощности. Мощность пласта больше длины зонда. На кривой ρ_k такой пласт отмечается симметричным относительно своей продольной оси максимум (рис. 1.3.1.5). Границы пласта проводятся приблизительно через точки перегиба кривой. Для более точного проведения границы необходимо отступить от точек перегиба вверх и вниз на половину длины зонда.

Пласт высокого сопротивления малой мощности. Мощность пласта меньше длины зонда. На кривой ρ_k такой пласт фактически не выделяется. На модельной кривой тонкий пласт высокого сопротивления отмечается минимумом кривой ρ_k . Выше и ниже такого пласта на расстояниях в половину длины зонда отмечаются ложные увеличения сопротивления, связанные с экранными явлениями.

Форма кривых градиент-зондов. Пласт высокого сопротивления большой мощности. При регистрации ρ_k кровельным градиент-зондом кровля пласта отмечается по максимуму кривой. К подошве пласта кривая плавно снижается до минимума. При записи ρ_k подошвенным градиент-зондом получаемая кривая КС аналогичным образом отображает подошву пласта (рис. 1.3.1.5).

Пласт высокого сопротивления малой мощности. На кривых градиент-зондов отмечается максимум со слабовыраженной асимметрией. Мощности тонких пластов обычно соответствуют ширине амплитуды кривой на половине ее высоты. На расстоянии, равном размеру зонда, могут возникнуть небольшие экранные максимумы, выше пласта для кровельного зонда и ниже для подошвенного.

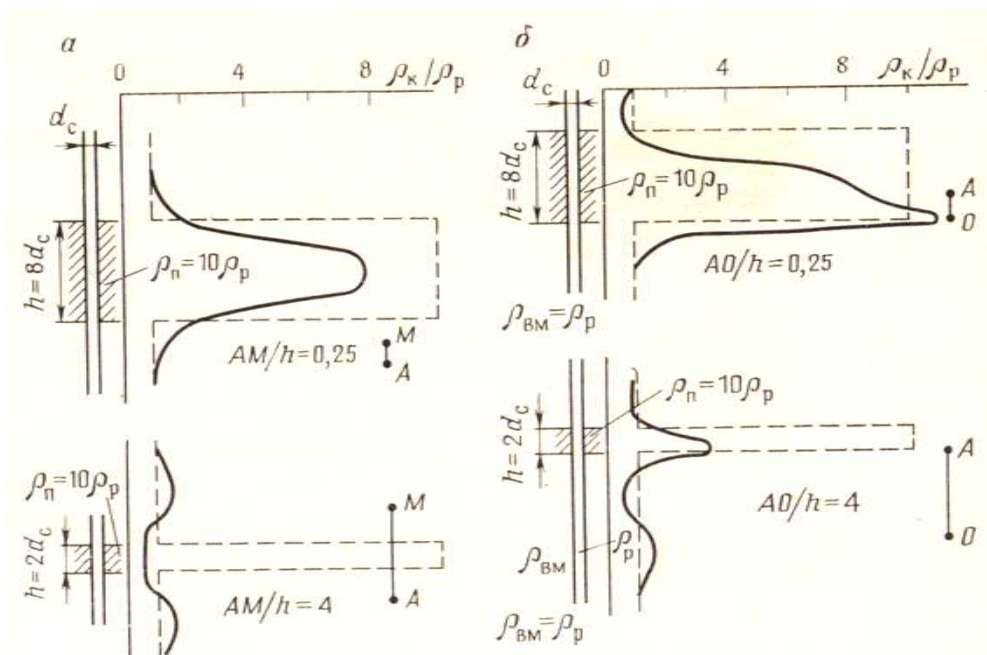


Рис. 1.3.1.5. Кривые сопротивления для однородного пласта большого сопротивления:
а - потенциал зонд; б - подошвенный градиент зонд

Резистивиметрия скважин. Изменение удельного сопротивления жидкости называется резистивиметрией, а приборы, предназначенные для этого, - резистивиметрами. Они бывают гальванические с электродной установкой и индукционные.

Гальванический скваженный резистивиметр представляет собой трехэлектродный зонд с расстоянием между электродами несколько сантиметров, а поверхностный-измерительную установку с четырьмя электродами (ПР-1).

Индукционный резистивиметр состоит из двух тороидальных катушек, помещенных внутри цилиндра из непроводящего материала и расположенных одна над другой. Одна катушка (генераторная) наводит в исследуемой жидкости вихревые токи частотой 100 кГц, а другая (приемная) регистрирует сигнал, возбуждаемый магнитным полем этих токов и пропорциональный проводимости жидкости.

Резистивиметрия применяется для обнаружения мест притоков воды в скважину, перетоков, мест поглощения промывочной жидкости, скорости

фильтрации подземных вод, мест повреждения обсадных колонн и интерпретации других методов ГИС.

Кажущееся сопротивление, регистрируемое стандартным зондом, не должно значительно отличаться от истинных удельных сопротивлений пород.

Величины кажущихся удельных сопротивлений, измеренные обычными трех электродными зондами, дают лишь приближенное представление об истинных удельных электрических сопротивлениях горных пород. Для их более точного определения проводятся специальные исследования - боковое каротажное зондирование (БКЗ).

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) используется для определения трех важных параметров:

- 1) удельного сопротивления пласта – $\rho_{\text{п}}$,
- 2) удельного сопротивления зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости (ПЖ) – $\rho_{\text{пж}}$,
- 3) диаметра зоны проникновения промывочной жидкости в пласт – D .

Сущность метода БКЗ заключается в измерении удельного электрического сопротивления ($\rho_{\text{к}}$) на исследуемом интервале скважины, как градиент -, так и потенциал-зондами различной длины, а следовательно, с различной глубиной исследования относительно ствола скважины.

Для пластов низкого удельного сопротивления, залегающих среди пластов высокого сопротивления, кривые $\rho_{\text{к}}$ имеют конфигурации, обратные описанным для пластов высокого сопротивления (рис. 1.3.1.6).

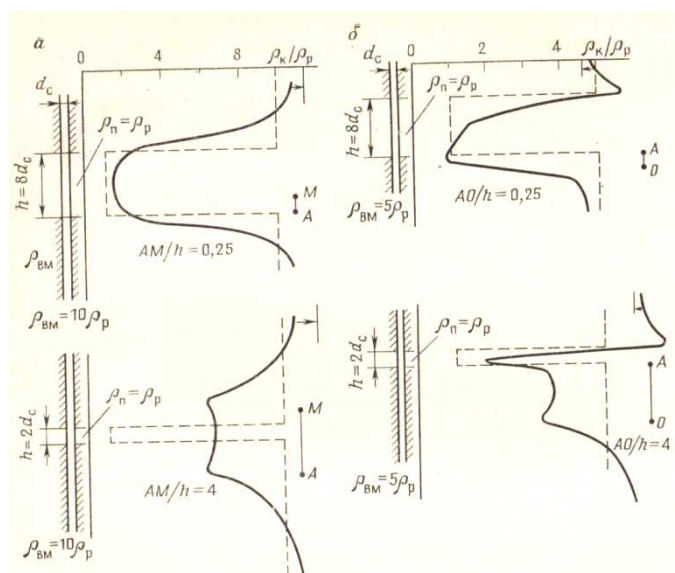


Рис. 1.3.1.6. Кривые сопротивления для однородного пласта малого сопротивления:
 а - потенциал-зонд; б - подошвенный градиент-зонд

Увеличение размера зонда производится по геометрической прогрессии с показателем, равным 2 или 2,5 для равномерного расположения полученных значений ρ_k на бумаге с логарифмическим масштабом. В интервале проведения БКЗ резистивиметром определяют удельное сопротивление ПЖ, а также - диаметр скважины, с помощью каверномера.

Полученные при проведении БКЗ кривые подразделяются на два типа: двухслойные и трехслойные. Двухслойные кривые получают при отсутствии проникновения ПЖ в пласт, а трехслойные – в случае проникновения фильтра бурового раствора в пласт.

Для интерпретации кривых зондирования БКЗ используются соответствующие палетки (рис.1.3.1.7) (Латышова, 1991), которые представляют собой совокупность расчетных (теоретических) кривых ρ_k для пласта неограниченной мощности, выражающие зависимость удельного кажущегося электрического сопротивления от различных определяющих его параметров: для непроницаемого пласта (двухслойные кривые) – от удельного сопротивления пласта (ρ_p) и удельного сопротивления ПЖ (ρ_c), а также от диаметра скважины (d_c) и длины зонда (L); для проницаемого пласта – кроме всех вышеперечисленных параметров еще от удельного сопротивления зоны проникновения ПЖ ($\rho_{зп}$) и диа-

метра этой зоны (D). Все расчетные кривые БКЗ, объединенные по определенному признаку и выражающие зависимость отношения ρ_k / ρ_c от L / d_c для пласта неограниченной мощности и представляют собой, собственно, палетки БКЗ.

Для случая двухслойных кривых возможны два случая: а) сопротивление ПЖ меньше сопротивления пласта ($\rho_c / \rho_{п}$), б) сопротивление ПЖ больше сопротивления пласта ($\rho_c / \rho_{п}$). Все расчетные двухслойные кривые БКЗ сгруппированы в палетки, обозначенные БКЗ-1а и БКЗ-1б (рис. 1.3.1.7).

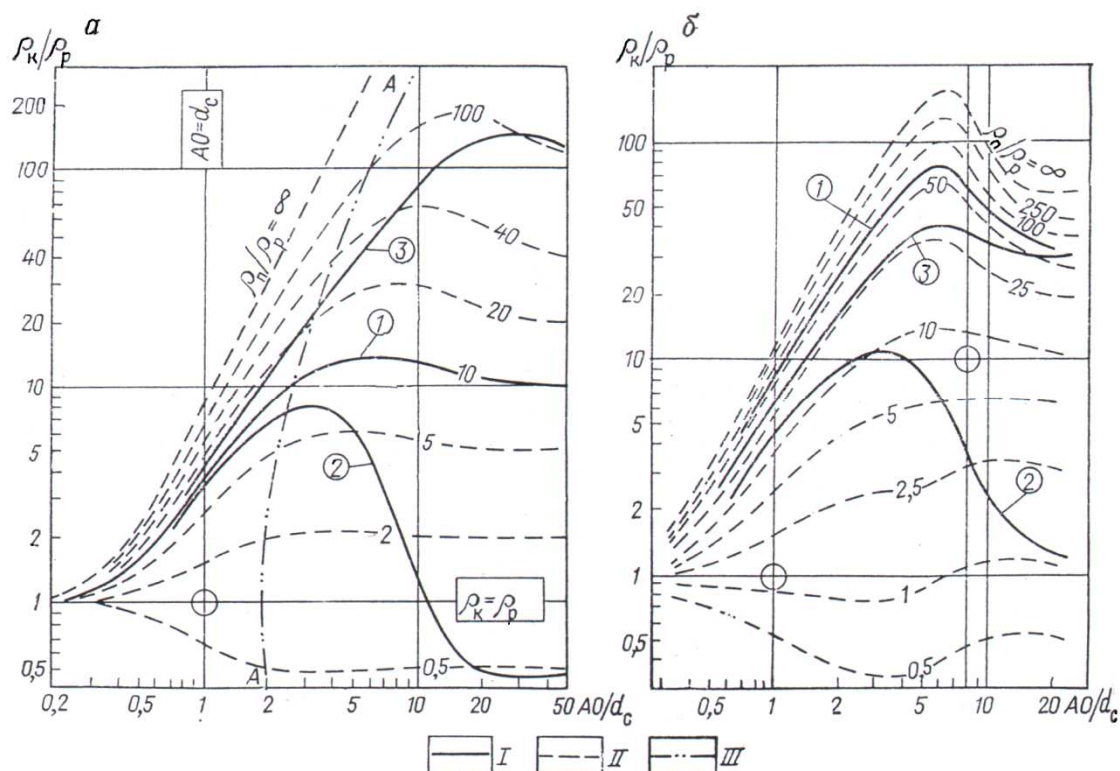


Рис. 1.3.1.7. Типы кривых бокового электрического зондирования

$a - h = \infty$; $b - h = 8d_c$, $\rho_{вм} = 10\rho_p$ цифры в кружках: 1 – двухслойные кривые; 2 – $\rho_p < \rho_{зп} < \rho_{п}$; I – типичные кривые зондирования; II – двухслойные палеточные кривые; III – геометрическое место точек на палетке, где $\rho_k / \rho_p = \rho_{п} / \rho_p$

Трехслойные кривые, рассчитаны, как было отмечено, для условий проникновения фильтра ПЖ в пласт, определяются пятью параметрами ($\rho_{п}$, $\rho_{зп}$, ρ_c , D и d_c) и строятся в двойном логарифмическом масштабе. В связи с этим их форма и положение на палетках зависят от трех относительных параметров (отношений): $\rho_{зп} / \rho_c$, D / d_c и $\rho_{п} / \rho_c$. Соответствие трехслойной кривой БКЗ либо к повышающему, либо к понижающему проникновению ПЖ в пласт определя-

ется величиной отношения $\rho_{\text{п}} / \rho_{\text{зп}}$. Если величина этого отношения меньше единицы, то имеет место повышающее проникновение, а если больше единицы – понижающее. Обычно на одну и ту же палетку наносят кривые, соответствующие обоим случаям проникновения ПЖ в пласт.

Каждая трехслойная кривая БКЗ отображает зависимость $\rho_{\text{к}} / \rho_{\text{с}} = F(L / d_{\text{с}})$ при заданных параметрах $D / d_{\text{с}}$, $\rho_{\text{зп}} / \rho_{\text{с}}$ и $\rho_{\text{п}} / \rho_{\text{с}}$. Два первых параметра ($D / d_{\text{с}}$, $\rho_{\text{зп}} / \rho_{\text{с}}$) отражают шифр палетки, а третий, ($\rho_{\text{п}} / \rho_{\text{с}}$) – шифр кривой. Например, палетка БКЗ с шифром 4/20 представляет собой набор кривых зависимости $\rho_{\text{к}} / \rho_{\text{с}}$ от $L / d_{\text{с}}$ при $D / d_{\text{с}} = 4$ и $\rho_{\text{зп}} / \rho_{\text{с}} = 20$.

При интерпретации кривая зондирования БКЗ, построенная на логарифмическом бланке в системе координат $\lg \rho_{\text{к}}$ (ось ординат) и $\lg L$ (ось абсцисс), совмещают с одной из кривых палетки, которая строится в системе координат $\lg \rho_{\text{к}} / \rho_{\text{с}} = \lg \rho_{\text{к}} - \lg \rho_{\text{с}}$ (ось ординат) и $\lg L / d_{\text{с}} = \lg L - \lg d_{\text{с}}$ (ось абсцисс) (рис. 8). Таким образом, системы координат бланка и палетки отличаются на величины отрезков $\lg \rho_{\text{с}}$ и $\lg d_{\text{с}}$. Для совмещения фактической кривой БКЗ с палеточной совмещают точку на бланке с координатами $\rho_{\text{с}}$ и $d_{\text{с}}$, которая отмечается на бланке заранее и называется крестом бланка, с крестом палетки, имеющего координаты $\rho_{\text{к}} / \rho_{\text{с}} = 1$ или $\rho_{\text{к}} = \rho_{\text{с}}$ и $L / d_{\text{с}} = 1$ или $L = d_{\text{с}}$. В данном случае фактическая кривая или размещается между палеточными кривыми, или совпадает с одной из них. Удельное сопротивление пласта находят по пересечению фактической кривой зондирования с кривой АА палетки, которая представляет собой геометрическое место точек пересечения кривых БКЗ с их правыми асимптотами. Значение $\rho_{\text{п}}$ находят, как видно на рис.1.3.1.8, путем проецирования этой точки пересечения на ось ординат бланка. Более точно можно рассчитать удельное сопротивление пласта, первоначально, путем нахождения $\rho_{\text{п}} / \rho_{\text{с}}$ для фактической кривой (в нашем случае 65 ом.м) (рис.1.3.1.8.). Далее это значение умножается на величину $\rho_{\text{с}}$.

Боковой каротаж. При исследованиях методом бокового каротажа (БК) достигается значительное (по сравнению с КС) снижение влияния скважины и

вмещающих пород на измеряемые величины, путем включения в схему двух экранированных (одной полярности с токовым) электродов.

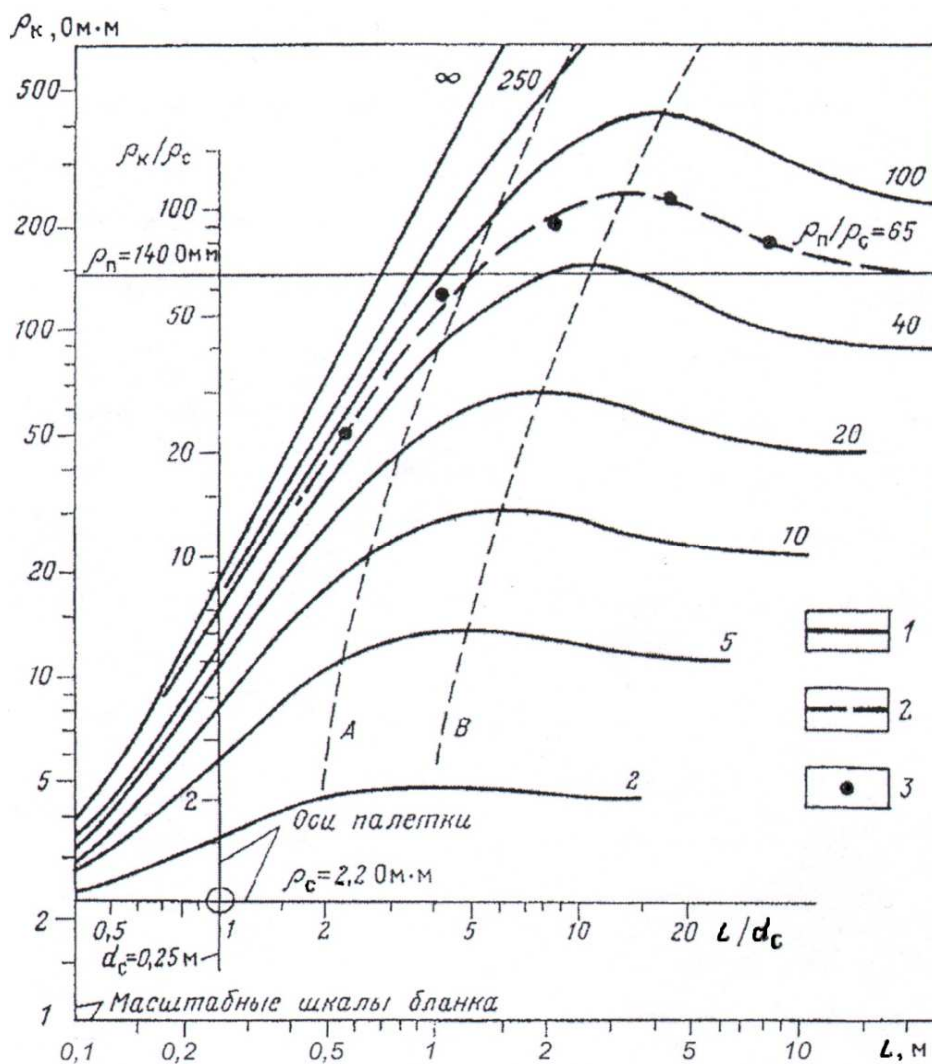


Рис. 1.3.1.8. Пример интерпретации фактической кривой БКЗ с использованием палеток БКЗ.

Условные обозначения: 1 – теоретические кривые; 2 фактическая кривая БКЗ; 3 – значения ρ_k фактической кривой БКЗ

Экранированными зондами (трех-, семи-, девяти-электродными) электрическое поле фиксируется в форме диска, перпендикулярного к оси скважины (рис. 1.3.1.9). Силовые линии такого электрического поля проникают глубоко в пласт. Благодаря этому удастся снизить искажающее влияние скваженных условий на результаты измерений.

Боковой каротаж имеет преимущества при изучении пластов средней и малой мощности, при значительной неоднородности разреза по сопротивлению и наиболее эффективен при изучении пластов высокого сопротивления и при высокоминерализованной промывочной жидкости.

На рисунках (1.3.1.9, 1.3.1.10) показаны характерные кривые сопротивления, полученные зондами бокового каротажа (В.Н.Косков, Б.В.Косков, 2007). Как видно, кривые сопротивления БК в целом аналогичны кривым стандартного каротажа сопротивлений, полученным с помощью потенциал-зондов. Некоторое улучшение результатов в методе БК получают за счет фокусировки тока. Границы пластов по кривым БК определить визуально трудно. В принципе они соответствуют точкам на спаде кривой с определенным значением $\rho_{к.гр}$ (граничного сопротивления) величина которого определяется в общем случае удельным электрическим сопротивлением вмещающих пород (В.Н.Косков, Б.В.Косков, 2007). В случае понижающего проникновения она определяется еще и диаметром зоны проникновения (D) бурового раствора в пласт.

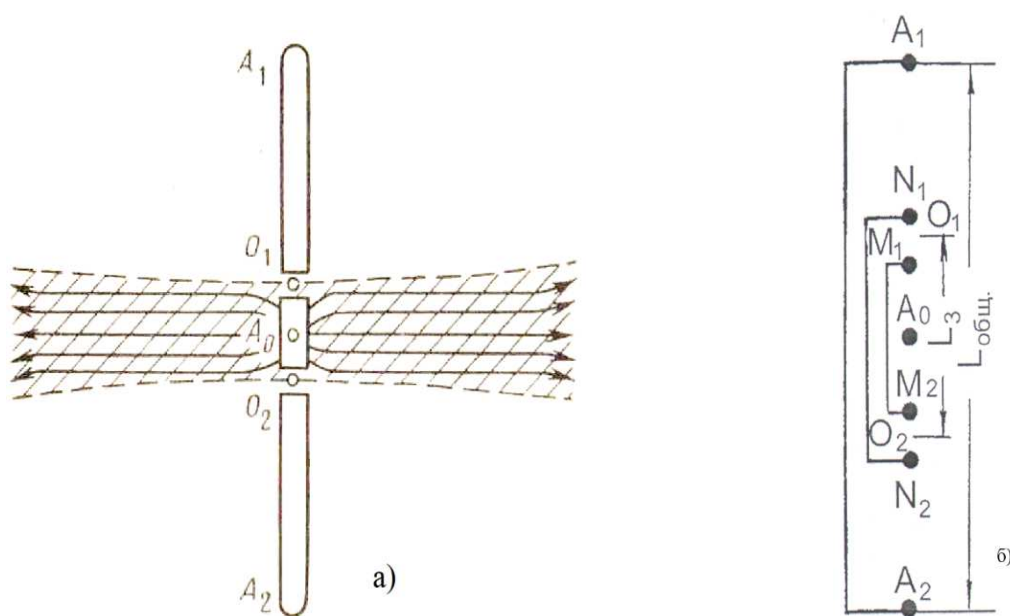


Рис. 1.3.1.9. Схема распределения токовых линий трехэлектродного БК в однородной среде (а).

A_1 и A_2 – экранирующие электроды, A_0 – основной электрод, M и N - измерительные электроды (б).

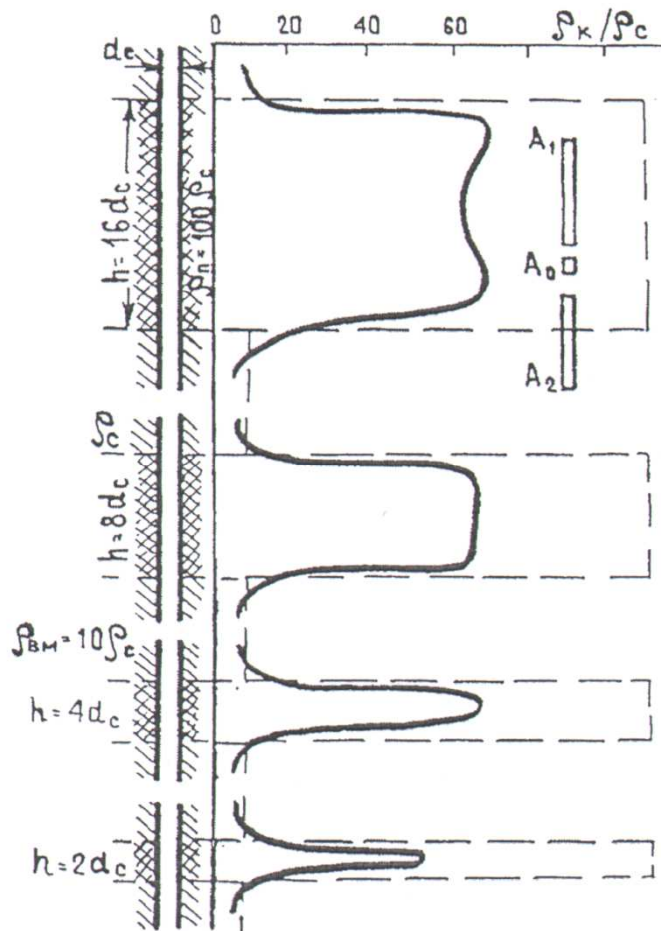


Рис.1.3.1.10 Кривые сопротивления против одиночного пласта высокого сопротивления, полученные трехэлектродным зондом бокового каротажа.

Индукционный каротаж. При индукционном каротаже (ИК) в скважине индуцируются вихревые токи, под влиянием которых в горной породе возникает электромагнитное поле. Сила токов, индуцированных в породе, пропорциональна электрической проводимости окружающей среды. Следовательно, вторичное магнитное поле и э.д.с., индуцируемая в приемной катушке, пропорциональны проводимости среды, окружающей глубинный прибор. Эффективен в разрезах невысокого сопротивления и может быть использован в скважинах, не заполненных буровым раствором.

Кривая кажущейся удельной проводимости, фиксируемой в методе ИК, отражает характер изменения проводимости среды и соответствует зеркально-

му отображению кривой ρ_k стандартного электрического каротажа (рис. 1.3.1.11) (В.Н.Косков, Б.В.Косков, 2007).

Метод ИК позволяет более точно определять удельное сопротивление низкоомных водоносных коллекторов и положение водо-нефтяного контакта (ВНК). Ограничением метода является наличие в скважине соленой промысловой жидкости и высокого удельного сопротивления пород.

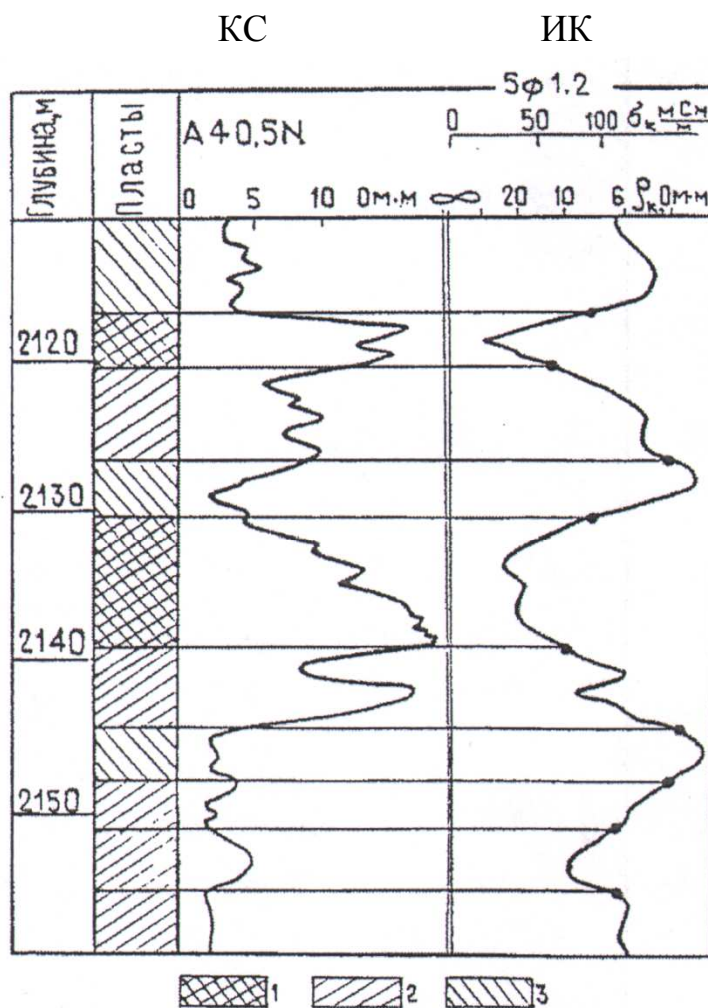


Рис. 1.3.1.11. Расчленение разреза по диаграмме индукционного каротажа.

Пласты удельного сопротивления: 1-высокого, 2-среднего, 3-низкого.

Точки на кривой ИК соответствуют границам пластов.

Микрокаротаж (МК) проводится зондами малого размера. Во время записи электроды микрозонда плотно прижимаются к стенке скважины. Малые радиусы исследования этих зондов и их небольшая глубинность дают возможность изучить прискваженную зону пласта.

При одновременной записи двумя обычными микрозондами плотные непроницаемые породы отмечаются одинаковыми высокими значениями кажущегося сопротивления (рис. 1.3.1.12.). Против проницаемых пластов-коллекторов на кривой градиент - микрозонда фиксируется низкое сопротивление глинистой корки, наличие которой характерно для пласта-коллектора. На кривой потенциал - микрозонда отмечается повышенное сопротивление зоны проникновения, образующейся за счет проникновения в пласт фильтрата промывочной жидкости. Подобное взаимное положение кривых градиент - и потенциал - микрозондов характерно для пластов-коллекторов и называется «положительным расхождением» кривых микрозондов. Против глин кривые микрозондов имеют одинаковые низкие значения.

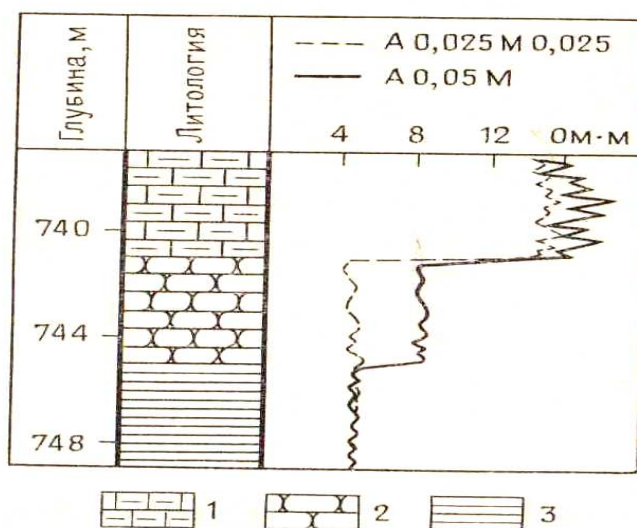


Рис. 1.3.1.12. Кривые КС, зарегистрированные микрозондами;
1 – глинистый известняк; 2 – песчаник; 3 - глина

1.3.2. Радиоактивные методы исследования скважин

Радиоактивным каротажем (РК) называются методы исследований в скважинах, направленные на изучение радиоактивных свойств пород. Высокая проникающая способность радиоактивного гамма-излучения позволяет применять методы РК как в необсаженных, так и в обсаженных колонной скважинах.

Собственно радиоактивностью называют способность неустойчивых атомных ядер самопроизвольно превращаться в более устойчивые ядра других элементов. При этом происходит испускание альфа-бета гамма-лучей и элементарных частиц (электронов, протонов, нейтронов, позитронов и нуклонов) (В.Н.Косков, Б.В.Косков, 2007). Наибольшее распространение получили такие виды радиоактивного каротажа, как гамма-каротаж, гамма-нейтронный каротаж и гамма-гамма каротаж

Гамма-каротаж (ГК). Заключается в регистрации интенсивности естественного радиоактивного гамма-излучения пород в скважине. Радиоактивность горных пород связана с присутствием в них урана, тория, радиоактивных продуктов их распада, а также радиоактивных изотопов калия K_{19}^{40} .

Среди осадочных пород наибольшей радиоактивностью отличаются глины. Это связано с тем, что высокодисперсный глинистый материал обладает большой удельной поверхностью, сорбирующей значительное количество радиоактивных соединений. Кривые ГК позволяют расчленять разрез на чистые глины и породы с различной глинистостью и неглинистые песчаники и известняки (рис.1.3.2.1). Кроме этого по кривым ГК выделяются интервалы залегания калийных солей, урановых и ториевых руд, а также других минералов, обладающих повышенной радиоактивностью. ГК проводят во всех случаях слабой дифференцированности кривой ПС, когда в скважине используется соленый раствор ПЖ. Глубинность исследований ГК достигает 0,30-0,35 м.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК). Заключается в исследовании явлений, происходящих при взаимодействии потока нейтронов с ядрами атомов горной породы. При проведении НГК изменяется величина интенсивности гамма-излучения, возникающего в результате радиационного захвата нейтронов ядрами породы. Величина этого излучения зависит главным образом от числа нейтронов, поглощаемых в единице объема среды, окружающей индикатор.

Наиболее активными замедлителями и поглотителями нейтронов являются такие химические элементы, как водород, хлор, бор, литий, кадмий, кобальт и др. Наибольшее влияние оказывает водород и хлор. Водород содержится в воде

и нефти, в силу чего в пористых нефте- и водонасыщенных породах наблюдаются повышенные замедление и поглощение нейтронов.

При поглощении нейтронов хлором спектр гамма-излучения обогащается более высокоэнергетическими компонентами по сравнению с поглощением нейтронов водородом. Поэтому в высокоминерализованной пластовой воде присутствие хлора приводит к повышению интенсивности радиоактивного гамма-излучения. Это явление используется для разделения водо и нефтенасыщенных пластов по кривым НГК.

На диаграммах НГК наблюдается инверсия кривых связанная с большим расстоянием источника нейтронов индикатора. Пласты с высоким хлоро- или водородосодержанием (песчаники, глины или рыхлые карбонатные породы) отмечаются низкими значениями НГК при исследовании зондами большого размера (длина зонда больше 40 см). Плотные малопористые породы (известняки, доломиты, ангидрит и др.) характеризуются высокими значениями НГК (рис.1.3.2.1).

Плотностной гамма-гамма каротаж. При плотностном гамма-гамма-каротаже (ГГКП) в скважине регистрируется рассеянное гамма-излучение источника жестких гамма-квантов, в качестве которого используют обычно ^{60}Co .

Поскольку облучение горных пород производится жестким гамма-излучением, то при использовании указанных зондов регистрируемая мощность экспозиционной дозы рассеянного гамма-излучения находится в обратно пропорциональной зависимости от плотности среды. В связи с этим метод ГГКП позволяет выполнять литологическое расчленение разреза скважины, выделять

угольные пласты и руды тяжелых металлов, определять их глубину залегания, мощность и строение, оценивать плотность пород и зольность угольных пластов.

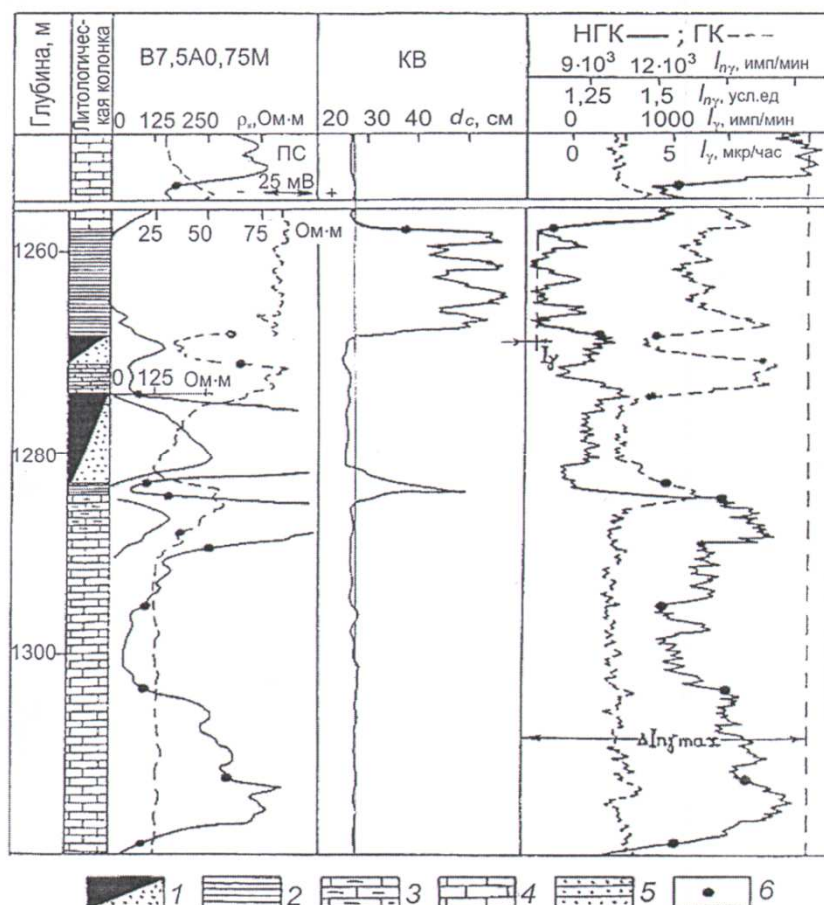


Рис. 1.3.2.1. Расчленение разреза по водородосодержанию пород по диаграммам ГК, НГК и электрометрии:

1-песчаник нефтеносный; 2-глина; 3-известняк глинистый; 4-известняк; 5-алевролит глинистый; 6-точки, соответствующие границам пластов на кривых ГИС (по В.Н. Коскову и др., 2007).

На кривой ГГКП плотные породы – ангидриты, крепкие доломиты и известняки характеризуются минимальными показаниями, а наименее плотные – гипсы, глины, каменная соль и высокопористые известняки, песчаники и доломиты – максимальными (рис.1.3.2.2). Средние и пониженные показания характерны для глинистых известняков и песчаников. Особенностью метода является переход от показаний ГГКП к объемной плотности пород, а от плотности – к пористости K_{II} на основе формулы $K_{II} = (\delta_m - \delta_{II}) / (\delta_m - \delta_{ж})$, где δ_m , δ_{II} и $\delta_{ж}$, соответственно, минералогическая плотность, объемная плотность породы и плотность фильтрата.

При этом может быть определена общая пористость, включающая объем межзерновых пор, а также каверн и трещин, независимо от характера взаимо-

связи и гидропроводности пор коллектора (В.Н.Косков, Б.В.Косков, 2007). Наиболее тесная связь пористости и плотности наблюдается в однородных породах (известняках, доломитах, кварцевых песчаниках), насыщенных определенным флюидом. Это позволяет определять их пористость в данном случае непосредственно по кривым ГГКП.

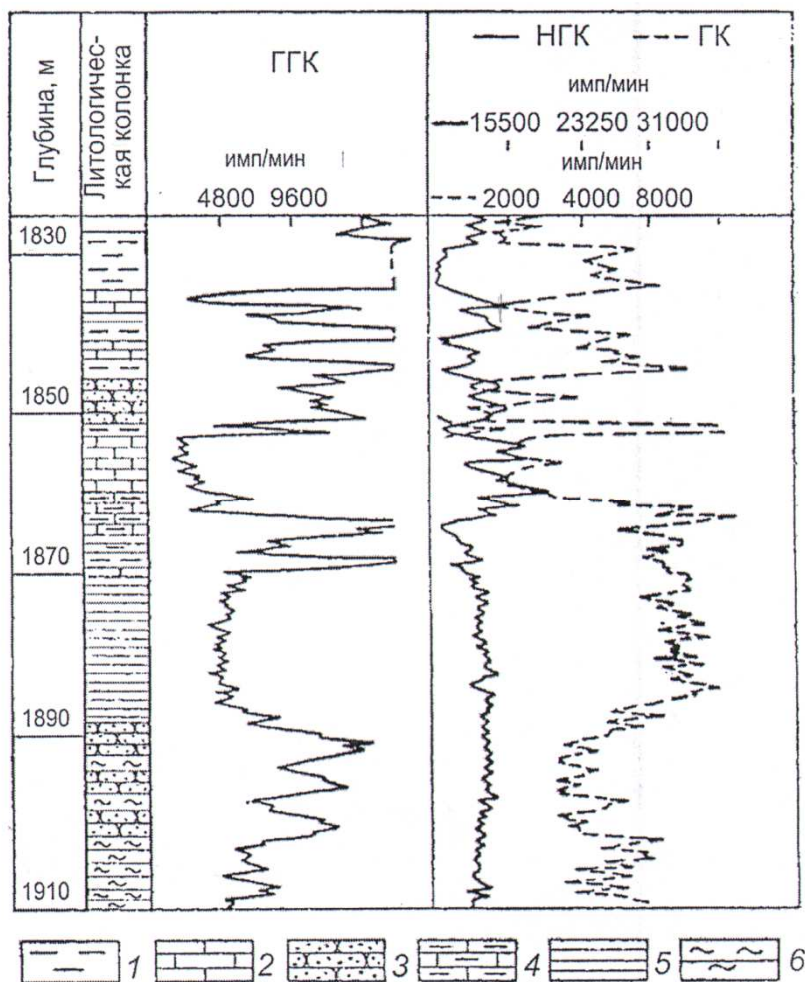


Рис. 1.3.2.2. Сопоставление кривых радиоактивного каротажа:
 1-глина; 2-известняк плотный; 3- песчаник; 4-известняк глинистый; 5-аргиллит;
 6-алевролит.

Существенное влияние на результаты измерений ГГКП оказывают изменение диаметра скважины и толщина глинистой корки. При диаметре каверн 200-250 мм и более рассеяние гамма - квантов происходит в промывочной жидкости и этим интервалам соответствуют максимумы кривой, такие же, как и против угольных пластов, что является существенным недостатком метода. По этой причине его следует комплексировать с кавернометрией и другими мето-

дами ГИС. Глинистая корка на стенках скважины снижает плотность исследуемой среды и, следовательно, завышает результаты ГГКП.

Таким образом, ГГКП в плотностной модификации находит широкое применение при расчленении разрезов скважин, уточнении литологии, выделении коллекторов и оценки их пористости. Существенным преимуществом метода является его одинаковая чувствительность к изменению пористости как в области ее малых, так и больших значений, что отличает его от многих других методов ГИС.

1.3.3. Акустический метод

Акустический каротаж. Метод акустического каротажа (АК) основан на изучении характера распространения упругих волн ультразвукового и звукового диапазона в породах, окружающих ствол скважины. АК, в классическом представлении применяется в двух вариантах, из которых первый сводится к регистрации скорости распространения упругих волн в пересеченных скважинной породах (АК по скорости), а второй – к определению поглощающих свойств горных пород (АК по затуханию). Скорость распространения упругих волн в горных породах определяется рядом параметров, среди которых следует выделить минералогический состав пород, их пористость и форму порового пространства. Поглощающие свойства зависят прежде всего от глинистости пород и их геологического характера – газоносности, трещиноватости и кавернозности. Устройство акустического зонда показано на рис.1.3.3.1, из которого видно, что зонд является трехэлементным и состоит из возбуждающего упругий импульс излучателя И и двух приемников Π_1 и Π_2 , размещенных от него на определенном расстоянии. Иногда один из приемников заменяется вторым излучателем, что не изменяет сущности зонда. Расстояние между приемниками является базой зонда (S), а расстояние от излучателя до ближайшего приемника – длиной зонда (L). Точка записи относится к середине базы зонда.

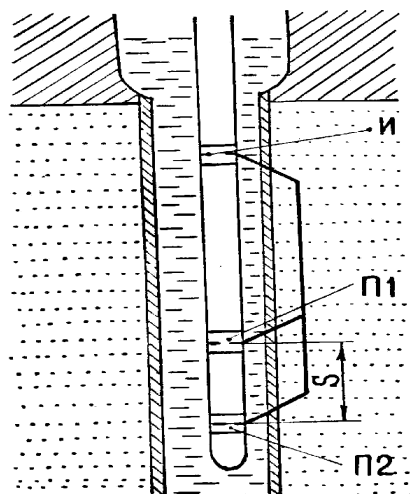


Рис.1.3.3.1. Установка АК трехэлементного зонда:
И – излучатель; П1 и П2 – приемники; S – длина базы зонда

Основу акустического каротажа по скорости составляет измерение интервального времени $\Delta t = (t_2 - t_1) / S$ (мкс / м). Отсюда скорость распространения упругой волны $V_{\text{п}} = S / (t_2 - t_1)$. Скорость распространения упругой волны в пласте при выполнении АК называют пластовой, а Δt – интервальным временем пробега упругой волны.

На рис.1.3.3.2 приведена фактическая кривая АК. Показано, что увеличение глинистости пород приводит к увеличению интервального времени Δt и коэффициента поглощения $\alpha_{\text{ак}}$, ослаблению амплитуды упругих волн в интервале глубин 1706 – 1724 м.

Таким образом, данные АК в комплексе с другими методами ГИС позволяют определить пористость пород, выделить гранулярные коллекторы (рис.1.3.3.3.) и зоны трещиноватости и кавернозности в карбонатном разрезе, а также уточнить литологию разреза. Очень важным моментом является вычисление средних и пластовых скоростей распространения упругих волн, которые используются при интерпретации данных сейсморазведки.

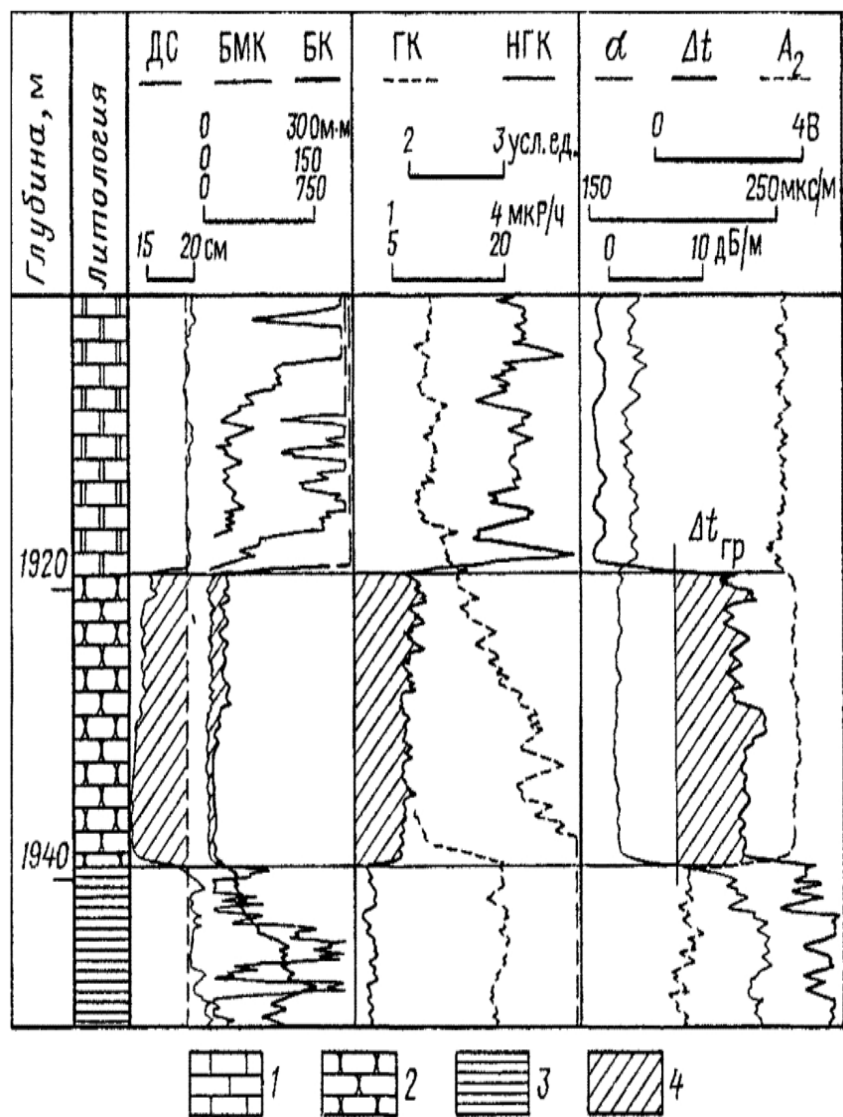


Рис.1.3.3.3. Литологическое расчленение разреза и выделение коллектора-песчаника по кривым АК:

1 – карбонатные породы (доломит); 2 – песчаник; 3 – глина (аргиллит); 4 – коллектор (В.Н.Косков, Б.В.Косков, 2007).

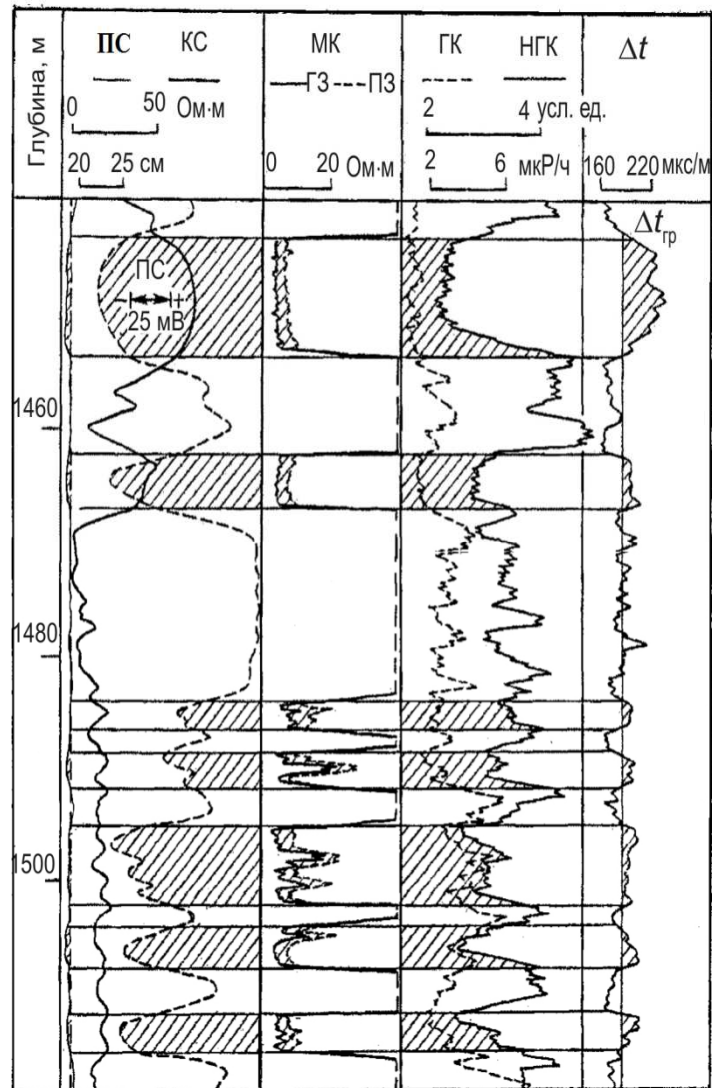


Рис.1.3.3.4.

Выделение гранулярных коллекторов в карбонатном разрезе (коллекторы заштрихованы) коллектор (В.Н.Косков, Б.В.Косков, 2007).

1.3.4. Кавернометрия

Кавернометрия. Заключается в измерении среднего диаметра скважины. Отклонение фактического размера диаметра скважины от номинального в большую или меньшую сторону вызвано главным образом физико-химическим воздействием на стенки скважины промывочной жидкости, а также механическим влиянием бурильного инструмента. Изменение диаметра скважины, при прочих равных условиях, зависит от литологии пород, вскрываемых скважиной. Кавернограмма способствует уточнению литологического состава пород,

построению литологической колонки и разделению разреза на проницаемые и непроницаемые породы.

Кавернограмма используется для определения объема затрубного пространства при подсчете количества цемента, необходимого для цементации колонны. Результаты измерения диаметра скважины могут быть использованы в качестве дополнительной информации при использовании диаграмм радиоактивного каротажа, бокового каротажного зондирования, термограмм и других геофизических материалов.

2. КОМПЛЕКСНАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Геофизическая интерпретация сводится к расчленению разрезов скважин, построению типовых и сводных геолого-геофизических разрезов, составлению корреляционных схем, карт характерных геофизически однотипных областей.

2.1. Литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин

2.1.1. Расчленение разрезов скважин

Расчленение разрезов скважины заключается в установлении по комплексу геолого-каротажных данных последовательности залегания пластов, отличающихся по своим физическим свойствам, и определении их литологии и стратиграфии.

Одним из важных препятствий однозначного решения задачи литологического расчленения и корреляции разрезов скважин является не всегда четкое отличие полезных ископаемых от вмещающей среды по физическим свойствам, отраженным в большей или в меньшей степени в каротажных кривых. Не зная физико-геологических условий проведения работ практически невозможно произвести правильную интерпретацию геофизического материалов, поэтому при поисковом бурении на заданном участке или площади бурится одна или несколько опорных скважин, в которых по всему разрезу производится сплошной отбор керна с целью обнаружения того или иного сырья и изучения литологии, стратиграфии и тектоники. В зависимости от ожидаемого полезного ископаемого и условий проведения работ в таких скважинах выполняют определенный комплекс геофизических исследований, из которого впоследствии выделяют минимальное количество методов, наиболее полно решающих поставленную геологическую задачу (рациональный комплекс). В принципе все сводится к тому, чтобы «привязать» результаты геофизических работ к конкретному геологическому разрезу (прямая задача геологической интерпретации), в основном по керновым данным (лабораторные исследования).

Увязка геологических и геофизических материалов должна быть особенно тщательной, так как в практике нередки случаи несоответствия глубин по данным бурения и каротажа, отсутствия керна на некоторых интервалах и т.д. По результатам исследования параметрических, а затем и разведочных скважин строится геолого-геофизический разрез с учетом петрофизических характеристик керна, образцов пород, шлама и т.п. На основании этих материалов в разведочных и других скважинах по каротажным кривым проводится литологическое расчленение разреза, выделяются полезные ископаемые и решаются другие вопросы (обратная задача геологической интерпретации). По геологическим и физическим данным в разрезах скважин выделяют отдельные горизонты и пласты, и идентифицируют их по соответствующим наименованиям в соответствии со стратиграфией. Однако окончательные выводы о геолого-геофизическом разрезе делают по результатам изучения многих скважин по данной территории (площади).

Принадлежность геофизических аномалий к одним и тем же горизонтам или пластам в различных скважинах устанавливается путем корреляции (сопоставления) геофизических и геологических материалов. Следует отметить большую полноту, непрерывность, дифференциацию и наглядность геофизических материалов, по которым путем сопоставления прослеживают даже незначительные изменения в пластах отдельных скважин.

В разрезах скважин всегда встречаются пласты, которые по совокупности геофизических признаков резко отличаются от остальных. Такие пласты характеризуются сравнительным постоянством мощности, физических свойств, формы каротажных кривых (например, пласты глин, угля, известняков и т.д.) и часто прослеживаются на больших расстояниях. Их называют опорными пластами, или каротажными реперами (рис. 2.1.1.1).

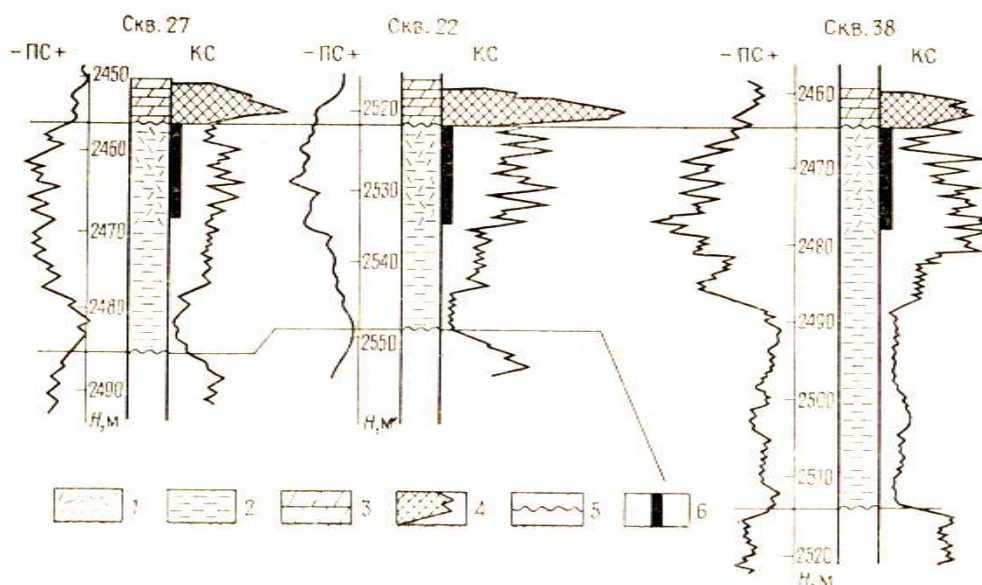


Рис. 2.1.1.1. Схема корреляции пород абазинской свиты на Прасковейском поднятии (по Б.А. Онищенко):

1-коры выветривания; 2- аргиллит, глина; 4- репер в основании толщи среднего эоцена; 5- линия несогласия; 6- интервалы, давшие при испытании притоки нефти

Каротажные диаграммы сопоставляются между собой и с нормальным геолого-геофизическим разрезом, на котором нанесены значения осредненных мощностей пластов и физических параметров против них. Если нормальный геолого-геофизический разрез окончательно не составлен, то сопоставление диаграмм можно выполнять в рабочем порядке по имеющимся скважинам на участке или площади, причем не по всему разрезу, а по отдельным его интервалам. Целесообразнее сравнивать между собой диаграммы по скважинам, расположенным по простиранию пород. Это связано с тем, что физические свойства пород по простиранию изменяются не так резко, как вкрест простирания (рис. 2.1.1.2).

Таким образом, результаты сопоставления каротажных диаграмм позволяют устанавливать последовательность залегания пород и их возраст, обнаруживать тектонические нарушения (по увеличению мощности пород между пластами при незначительном изменении угла падения пород, по повторяемости или выпадению отдельных интервалов), нацеливают буровую бригаду на качественное бурение отдельных интервалов скважины (продуктивные и угольные пласты, рудные зоны), облегчают интерпретацию геофизических материалов при бескерновом бурении.

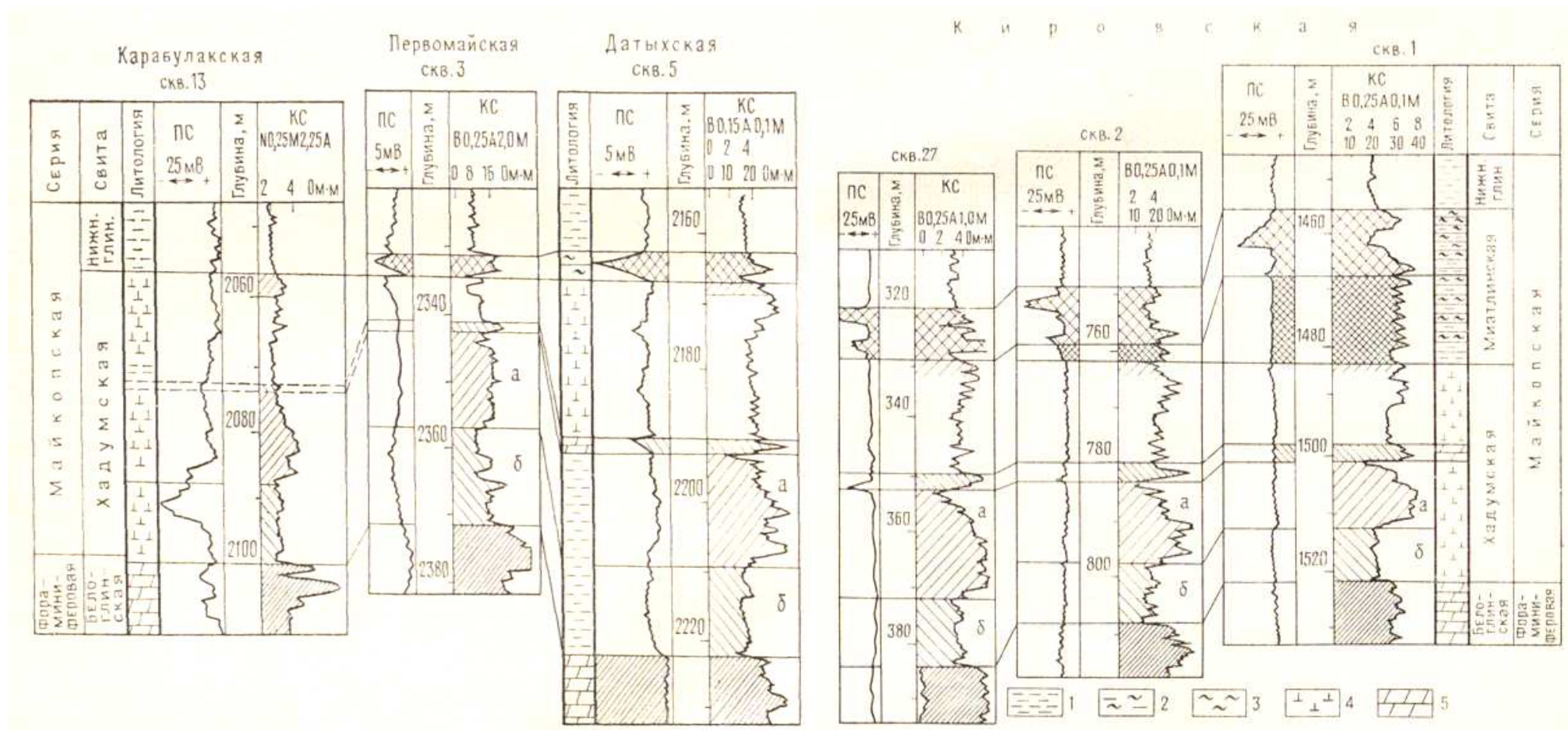


Рис. 2.1.1.2. Схема сопоставления разрезов скважин для выявления фациального замещения отложений миатлинской свиты Центрального Предкавказья (по С.С. Итенбергу):
 1-глина; 2-алевролит глинистый; 3-алевролит; 4-глина известковистая; 5-мергель

При сопоставлении диаграмм на каждой из них выделяют наиболее характерный репер, по подошве которого располагаются разрезы всех скважин. Корреляционные схемы могут сопоставляться в различных масштабах глубин (от 1:500 или 1:200) с целью получения общей характеристики разреза, а при детальном изучении, например угольных пластов, - в масштабах 1:50 или 1:20. Горизонтальный масштаб при расположении скважин может быть произвольным. На корреляционной схеме соединяют штриховыми линиями подошвы наиболее характерных пластов, проводят линии тектонических нарушений и линии стратиграфических несогласий, указывают возраст пластов и их наименования (согласно стратиграфии).

Следовательно, для определения литологии и стратиграфии необходимо:

а) выделить в разрезе пласты, различающиеся по своим свойствам (сопротивлению, радиоактивности и др.), и установить границы и глубины их залегания;

б) определить литологию и возраст этих пород.

При решении первой части задачи руководствуются тем, что большинство пластов, отличающихся по литологическим свойствам от вмещающих пород, выделяются аномалиями на каротажных диаграммах, представленных кривой КС, кривой ПС, кривыми гамма - каротажа, нейтронного гамма - каротажа и др. Наблюдаются и такие случаи, когда мало отличающиеся по литологии пласты четко выделяются на каротажных кривых, что связано с изменением физических свойств пород.

На основании применяемого комплекса промыслово-геофизических исследований скважин можно достаточно детально расчленить почти любой из встречаемых в нефтяных районах разрезов на пласты и комплексы пластов, различающихся по своим геофизическим свойствам.

Расчленение непродуктивных толщ на пачки и пласты (мощностью в несколько десятков метров) производится обычно по данным стандартного каротажа (диаграммам ПС и КС). В мощных и однородных глинистых толщах хо-

рошие результаты по расчленению разреза можно получить по диаграммам гамма-каротажа.

В продуктивной части разреза, и, в особенности, при тонком чередовании пластов, одних данных стандартного каротажа для детального расчленения разреза недостаточно. В этом случае в зависимости от физических свойств пород необходимо использовать и другие, более детальные методы исследования: боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой каротаж, микрокаротаж и др.

Значительно большие трудности возникают при определении литологии и возраста пород. Это объясняется тем, что такие важные свойства горных пород, как минералогический состав, цвет, органические остатки и другие почти не отражаются на каротажных кривых. В результате пласты, различающиеся по минералогическому составу (известняки и доломиты, мергели и аргиллиты), а также по цвету, по фауне, при неизменности прочих свойств (пористости, механического состава, степени цементации, насыщенности) могут не различаться на каротажных диаграммах.

Поэтому при составлении литолого-стратиграфической колонки скважины большое значение имеет изучение керна, шлама и грунтов, отобранных боковым грунтоносом. Особое значение должно быть уделено сбору палеонтологических определений, на основании которых устанавливается возраст пород.

В горных районах с хорошей обнаженностью осадочных отложений геолого-каротажные разрезы скважин можно изучать, увязывая каротажные диаграммы с разрезами, составленными по полевым обнажениям. Сопоставление облегчается при наличии в разрезе опорных пластов, четко прослеживающихся как в обнажении, так и на каротажных диаграммах.

На нефтегазоносных площадях, разбуренных значительным числом скважин, где накоплен опыт корреляции геолого-каротажных разрезов и составлены типовые и сводные геолого-геофизические разрезы, задача расчленения разреза весьма облегчается. В этом случае литология и возраст пород, пересеченных скважиной, определяются сопоставлением каротажных диаграмм с типовым или сводным геолого-геофизическим разрезами исследуемого района.

Песчано-глинистые породы. При изучении геофизических характеристик осадочных пород сложенных, главным образом песками, песчаниками, алевролитами и глинами, используют диаграммы электрического каротажа.

Значения естественных потенциалов для глин и песков расположены на разных линиях по кривой ПС. В зависимости от того, к какой из этих линий (линии глин или линии песков) ближе показания против пласта, его относят к песчаным или глинистым породам. С увеличением в песчаном пласте количества глинистого материала величина отклонения кривой ПС против этого пласта уменьшается.

Глинистые пески, обладающие достаточно высокой глинистостью, так же как и плотные глинистые песчаники, сцементированные глинистым цементом, отмечаются на кривой ПС слабыми отрицательными аномалиями или ничем не отличаются от глин (рис. 2.1.1.3).

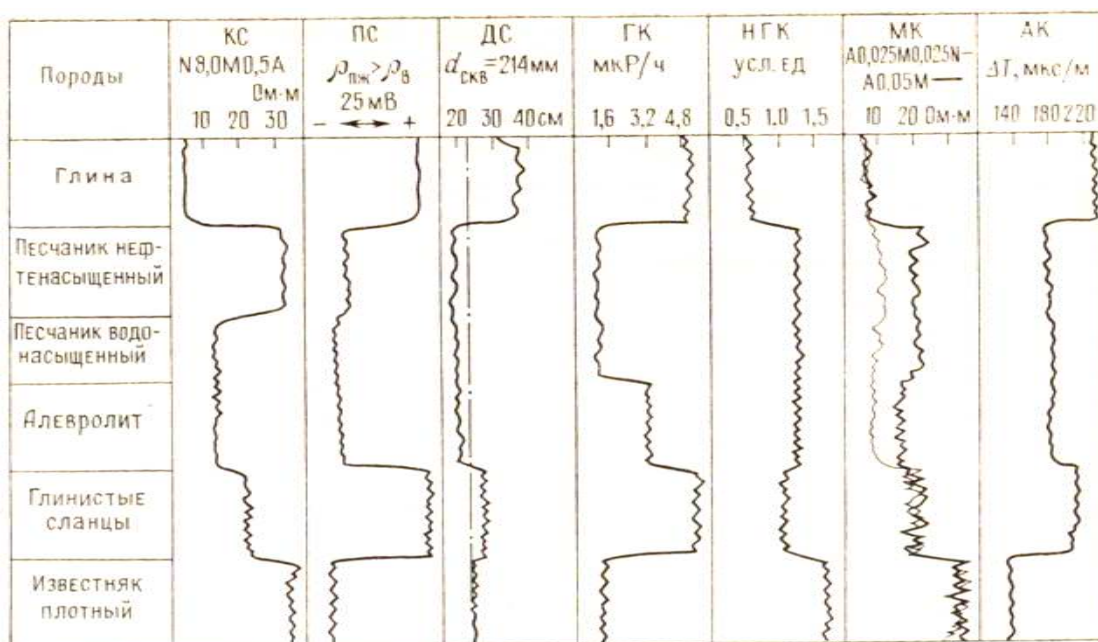


Рис. 2.1.1.3. Пример расчленения терригенного разреза по данным ГИС

После предварительного расчленения песчано-глинистого разреза по диаграммам ПС для уточнения литологии используют диаграммы кажущихся сопротивлений. Глинистые и песчаные пласты, насыщенные минерализованной водой, имеют низкие сопротивления, величины которых в зависимости от пористости и минерализации пластовых вод изменяются от десятых долей до не-

скольких Омметров. При насыщении песчаных пластов нефтью, газом либо слабо минерализованной водой их сопротивление возрастает во много раз.

Для получения более полных сведений о литологии пластов необходимо определить истинное удельное сопротивление пластов при помощи бокового каротажного зондирования, бокового каротажа, индукционного каротажа и др.

В тех редких случаях, когда песчаные пласты обладают повышенной естественной радиоактивностью (глауконитовые, монацитовые, калиево-полевошпатовые пески и песчаники), расчленить разрез на песчаные и глинистые пласты по кривой ГК затруднительно. Наличие каверн против глинистых пластов уменьшает амплитуду отклонения гамма-каротажной кривой. Выделить в таком разрезе глинистые и песчаные пласты по одной кривой ГК не всегда возможно.

На кавернограмме против проницаемых песчано-алевролитовых пластов наблюдается сужение диаметра скважины, а против глин диаметр скважины увеличивается по сравнению с диаметром долота. Наиболее интенсивно разрушаются монтмориллонитовые тонкодисперсные коллоидные глины, менее интенсивно каолинитовые глины. Еще медленнее подвергаются разрушению песчаные, известковистые и грубодисперсные глины.

Карбонатные породы. Существующий комплекс геофизических исследований скважин и обычная методика интерпретации каротажных диаграмм обеспечивают в лучшем случае выделение в карбонатном разрезе глинистых карбонатных пород и различие гранулярного типа карбонатных пород от других.

Величина амплитуды аномалий ПС и их знаки определяются в основном относительной глинистостью карбонатных пород. С увеличением глинистости амплитуда отклонения кривой ПС от линии глин снижается. Сильно глинистые карбонатные породы отмечаются на кривой ПС, как и глины положительной аномалией ПС (рис. 2.1.1.4).

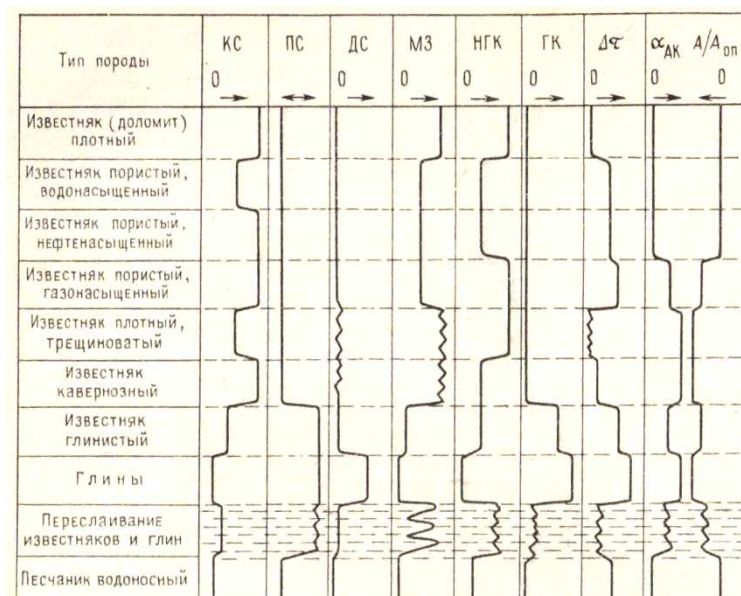


Рис. 2.1.1.4. Схематическое изображение комплекса геофизических кривых против карбонатных пород, различных по строению и характеру насыщения (по С.С. Итенбергу 1987)

Известняки и доломиты отмечаются в большинстве случаев высокими сопротивлениями (рис. 2.1.1.5). Наибольшие сопротивления отмечаются против плотных, крепких, кремнелых карбонатных пород. Сильно глинистые известняки и мергели отмечаются заметным снижением сопротивлений, уменьшением интенсивности показаний НГК, увеличением естественного гамма-излучения и диаметра скважины, снижением скоростей распространения упругих волн.

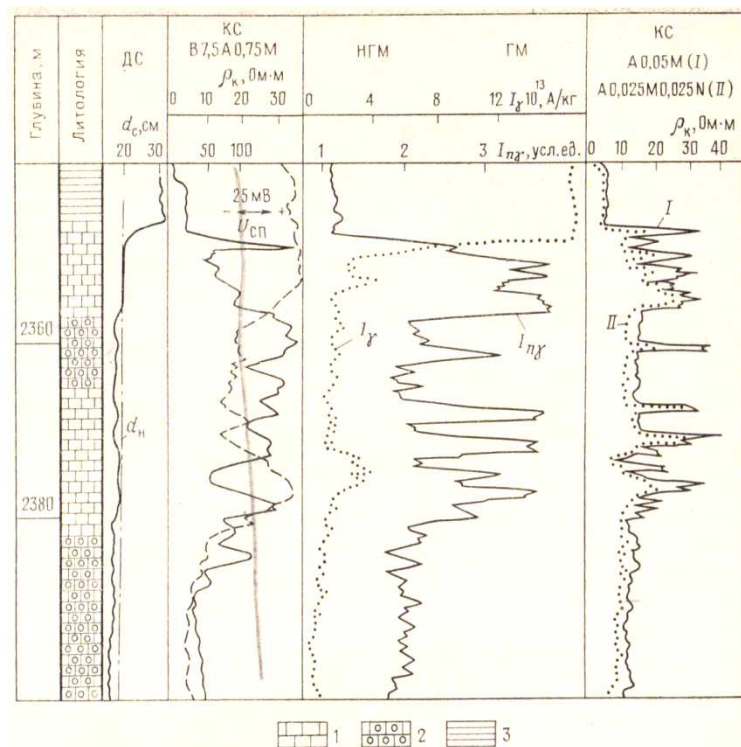


Рис. 2.1.1.5. Схема расчленения карбонатного разреза по данным ГИС (по Б.Ю. Вендельштейну 1975):
 1-известняк плотный; 2- известняк коллектор; 3- глина

2.1.2 Сопоставление разрезов скважин и изучение последовательности напластования.

Корреляция (сопоставление) разрезов скважин является одним из наиболее важных и ответственных этапов в проведении геологических исследований по материалам бурения. Сопоставлять разрезы только по керновым данным трудно из-за ограниченного отбора керна, трудоемкости его обработки и недостаточной представительности, а поэтому исключительной ценностью при корреляционных построениях обладают каротажные диаграммы. Наиболее достоверное сопоставление разрезов скважин возможно при комплексном использовании каротажных и керновых данных.

При корреляции разрезов достигаются уточнение литолого-стратиграфических колонок скважин, выделение опорных пластов (горизонтов) и определение глубин их залегания в различных скважинах.

Построению корреляционных схем предшествуют работы по первичной обработке геолого-геофизических разрезов скважин и сопоставление их между собой.

Первичная обработка разрезов скважин. Первичная обработка разрезов скважин заключается в отборе для корреляционных построений качественных каротажных диаграмм и нанесения на них результатов определений по керну. В тех случаях, когда надежность каротажной кривой вызывает сомнение, пользоваться ею при корреляции не рекомендуется. Обработке подвергаются в первую очередь диаграммы стандартного электрического каротажа, затем радиоактивного каротажа и кавернограмма. Последняя весьма полезна при изучении разрезов, содержащих глинистые породы.

Очень важно, чтобы каротажные диаграммы, отобранные для корреляционных построений, являлись для данного района обычными, зарегистрированными в одном масштабе, в скважинах с наиболее распространенными конструкцией и сопротивлением бурового раствора.

Сопоставление разрезов начинают со сравнения каротажных диаграмм скважин, прошедших первичную обработку, с расчлененным разрезом первой изученной скважины. Такое сопоставление сводится к сравнению каротажных кривых ближайших скважин для выявления характерных интервалов, в пределах которых конфигурация кривых не претерпевает существенных изменений от скважины к скважине. Абсолютные значения параметров каротажных кривых при сопоставлении разрезов не учитываются.

Основной задачей такого сопоставления является выявление пластов или пачек, аналогичных выделенным в первой скважине, с предварительно расчлененным разрезом. Одновременно проверяется рациональность проведения расчленения разреза и исправляются границы отдельных пластов и пачек по всем скважинам. Особое внимание при этом уделяется выделению наиболее характерных опорных пластов.

К опорным пластам предъявляются следующие основные требования: надежная выдержанность по площади; четкая геофизическая характеристика, рез-

ко отличная от окружающей среды и легко прослеживаемая на стандартных каротажных диаграммах; приуроченность к стратиграфическим границам или палеонтологически охарактеризованным комплексам.

Опорные пласты, приуроченные к стратиграфическим границам и обладающие четкой геофизической характеристикой, выделяются в качестве так называемых «стратиграфических» опорных пластов. В ряде случаев по опорным пластам осуществляется унификация стратиграфических границ на большой территории.

Выделение и прослеживание по площади опорных пластов и характерных пачек облегчает задачу выявления и изучения продуктивных горизонтов, коллекторов и геологии района в целом. Надежность выделения в разрезе опорных пластов во многом определяет достоверность сопоставления каротажных диаграмм. В терригенном разрезе в качестве опорных пластов могут служить карбонатные породы, в частности мергели, а также пласты глин и реже песчано-алеврито-глинистые пачки. Карбонатные породы в терригенном разрезе встречаются чаще всего в виде отдельных или чередующихся прослоев малой толщины, но значительной протяженности по площади.

Глины, в особенности глубоководные и тонкодисперсные, также являются надежными опорными пластами, выдерживающимися без существенных изменений на значительной территории. Это объясняется тем, что пелитовый материал в процессе осадконакопления разносится обычно на значительно большие территории, чем другие литологические разности. Кроме того, вторичные процессы, связанные с циркуляцией жидкости в породе и изменяющие физические свойства и характер насыщения пород, практически не сказываются на глинистых породах из-за плохой их проницаемости.

Мергели и глины обладают к тому же четкой электрической характеристикой и повышенной гамма-активностью. Благодаря этому четко выделяются в разрезе, главным образом по кривым ГК и ПС, и могут быть легко прослежены на корреляционных схемах.

Песчано-алеврито-глинистые пачки, которые четко выделяются на каротажных диаграммах, имеют обычно ограниченное распространение по площади и довольно резко изменяют свою толщину. При расчленении такой толщи основное внимание уделяется не отдельным пластам, а их пачкам – комплексам. Пачка пластов, состоящая из многочисленных чередующихся прослоев глин и алевролитов, часто прослеживается на значительной территории, что способствует расчленению и сопоставлению разрезов с относительно однообразными условиями накопления осадков.

В карбонатных разрезах в качестве опорных пластов могут служить терригенные породы, глинистые известняки и интервалы смены карбонатных пород глинистыми.

После завершения сопоставления разрезов и выделения основных опорных пластов в первом приближении приступают к построению в заданном направлении корреляционных схем.

2.1.3 Выделение коллекторов.

По типу насыщения порового пространства коллекторы делятся на водонасыщенные, нефтенасыщенные и газонасыщенные. В зависимости от физических свойств разреза и условий проведения измерений для изучения коллекторов (рис. 2.1.3.1, 2.1.3.2) применяют тот или иной комплекс методов ГИС.

На каротажных диаграммах коллекторы различаются по следующим признакам:

-повышенное удельное сопротивление (в случае насыщения коллектора нефтью или газом) по сравнению с водонасыщенными породами; (как исключение - верхнеполянский надгоризонт в отдельных тектоноэлементах, где повышенное содержание пирита снижает удельное сопротивление в нефтенасыщенных коллекторах)

-положительное приращение $\Delta\rho_k$ на кривых микрозондов;

- расхождение кривых БК в логарифмическом масштабе и НГК (кривые совпадают против плотно цементированных пород) против трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов;

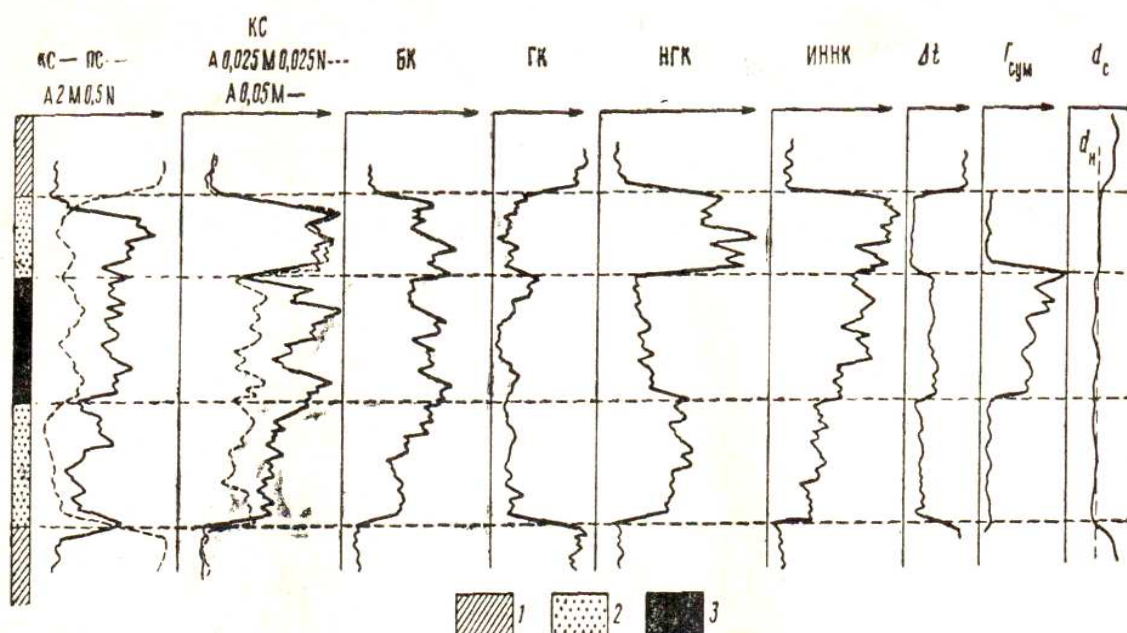


Рис. 2.1.3.1. Пример выделения нефтеносного пласта методами ГИС

1 – глинистый сланец; 2 – песчаник плотный; 3 – песчаник нефтенасыщенный

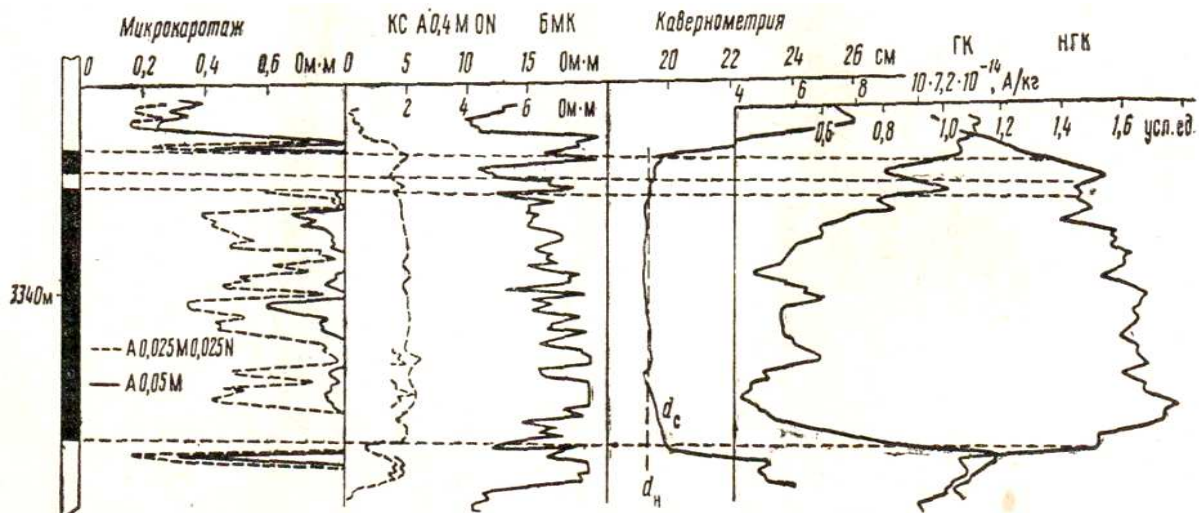


Рис. 2.1.3.2. Пример выделения газоносного пласта методами ГИС

-снижение значений ρ_k на кривой БК после замены пресной промывочной жидкости на минерализованную (для трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов);

- отрицательные аномалии ПС при бурении скважины на пресной промывочной жидкости;
- средние значения кривых НГК, ННК в нефтенасыщенных терригенных коллекторах и максимальные - в газонасыщенных;
- более низкие значения кривой НГК и более высокие - кривой ННК, против нефтенасыщенного коллектора по сравнению с водонасыщенным (за счет влияния хлора);
- повышенные значения кривой ИННК против нефтенасыщенных коллекторов по сравнению с водонасыщенными;
- низкие значения кривой ГК, возрастающие при повышении глинистости коллектора;
- высокие газопоказания, превышающие фоновые в несколько раз, с преобладанием содержания тяжелых газов в нефтенасыщенных коллекторах и легких газов - в газонасыщенных;
- люминесценция проб промывочной жидкости в нефтенасыщенных коллекторах;
- уменьшение расхода промывочной жидкости на выходе скважины (вплоть до ее поглощения в трещинных и трещинно-кавернозных коллекторах);
- резкое изменение профиля скважины для трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов;

Выше перечислены геофизические признаки, по которым выделяются различные продуктивные пласты в разрезах скважин. В конкретных геолого-геофизических условиях они по некоторым физическим признакам могут отличаться от типичных, что необходимо учитывать при интерпретации геофизических аномалий.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Москва: «Недра» ;1982. С. 418.
- 2 Заворотько Ю.М. Геофизические методы исследования скважин. Москва: «Недра»; 1983. С.208.
- 3 Итенберг С.С. Изучение нефтегазоносных толщ промышленно-геофизическими методами. Москва: Изд-во «Недра»;1967. С.279.
- 4 Косков В.Н. Косков В.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС. Учеб. пособие / Пермь: Перм. гос. техн. ун-т.; 2007. – 122 с.
- 5 Латышева М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин.3-е изд. -М.: Недра; 1991.
- 6 Методическое руководство по каротажу гидрогеологических скважин. Г.Е. Яковлев, М.Я. Боровский, С.И. Поляков, С.И. Петров, А.А. Ефимов. Казань: НПО «Репер»; 2007. С.135.
- 7 Спутник нефтегазопромышленного геолога: Справочник / С. 74 Под ред. И.П. Чоловского.- М.: Недра; 1989. С. 376.