

КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Институт геологии и нефтегазовых технологий

Кафедра геологии нефти и газа

Н.Г. НУРГАЛИЕВА

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ЭЛЕКТРОМЕТРИИ СКВАЖИН И
РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА**

Учебно-методическое пособие
по выполнению практических заданий для студентов
направления 05.04.01 «Геология» по курсу «Секвенс-стратиграфия»

КАЗАНЬ – 2016

УДК 55:550.4
Л93

*Печатается по решению учебно-методической комиссии
Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ
Протокол №8 от 20 марта 2016 г.*

Составитель:
Н.Г. Нургалиева

Научный редактор
доцент, к.г.-м.н. Р.А. Батырбаева

Рецензент
зав. кафедрой геофизики и геоинформационных технологий,
к.г.-м.н. Д.И. Хасанов

Л93 Интерпретация материалов электрометрии скважин и радиоактивного каротажа: учебно-методическое пособие по выполнению практических заданий для студентов направления 05.04.01 "Геология" по курсу "Секвенс-стратиграфия" / Н.Г. Нургалиева– Казань: Казан. ун-т. –2016. – 41 с.

Предназначено для выполнения практических заданий по курсу «секвенс-стратиграфия»

Оглавление

Введение	4
1. ЭЛЕКТРОМЕТРИЯ В СКВАЖИНАХ	4
1.1. Определение удельного электрического сопротивления пород осадочного комплекса	4
1.2. Метод самопроизвольной поляризации	30
1.3. Определение коэффициента пористости (K_p) и коэффициента нефтенасыщенности (K_n) по данным метода сопротивлений и метода ПС.....	33
2. РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ	36
Список рекомендуемой литературы	41

Введение

В настоящем пособии рассматриваются электрометрия скважин и радиоактивный каротаж, которые наиболее распространены в использовании для секвенс-стратиграфических реконструкций по данным скважинной геофизики в целях корректного расчленения скважинных разрезов и выявления каротажных фаций - одного из важнейших понятий фациального анализа, применяемых в распознавании геометрии осадочных слоев, обуславливающей определенное строение осадочных комплексов, или секвенсов.

1. ЭЛЕКТРОМЕТРИЯ СКВАЖИН

1.1. Определение удельного электрического сопротивления пород осадочного комплекса

Породы осадочного комплекса, в основном, являются ионным проводником с непроводящей твердой средой, и величина $\rho_{п}$ зависит главным образом от количества пластовой воды (или от объема порового пространства) и ее минерализации, то есть методы электрометрии по существу являются методами «насыщения». При заполнении порового пространства минерализованными пластовыми водами удельное электрическое сопротивление пласта много меньше по сравнению с тем же пластом, насыщенным нефтью.

Поскольку изучаемое пространство (скважина) является электрически неоднородным, а регистрируемая величина кажущегося удельного сопротивления есть функция многих переменных ($\rho_{п}$, $\rho_{с}$, $d_{с}$, $\rho_{зп}$, D , h), то одна диаграмма КС может быть уподоблена одному уравнению со многими переменными. Поэтому в зависимости от того, сколько неизвестных нам надо

найти, необходимо иметь соответствующее количество зарегистрированных диаграмм ρ_k .

Как правило, в электрометрии неизвестны три величины: удельное электрическое сопротивление пласта ρ_n , удельное электрическое сопротивление зоны проникновения $\rho_{зп}$ и ее диаметр D . Очевидно, для нахождения данных величин мы должны располагать минимум тремя диаграммами, которые зарегистрированы зондами различного размера.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) представляет собой исследование скважин сериями однотипных зондов, имеющих различный размер (L), а значит и глубину исследования. Размер наименьших зондов близок к диаметру скважины (или превосходит его в 2-4 раза), каждый последующий зонд должен быть в 2-2.5 раза больше предыдущего. Размер наибольшего зонда обычно не превышает 8 м. При исследовании методом БКЗ применяют как потенциал-зонды, так и градиент-зонды. Однако потенциал-зондирование применяют редко вследствие неблагоприятного влияния мощности пластов на ρ_k . В комплект зондов БКЗ обычно включают зонд стандартной электрометрии, а также данные кавернометрии и резистивиметрии.

По полученным данным метода БКЗ строится кривая измерения кажущегося сопротивления как функция размера зонда $\rho_k = f(L)$.

Эта кривая, называемая фактической кривой зондирования, сравнивается с расчетными кривыми, собранными в палетки БКЗ. В итоге такого сравнения устанавливается совпадение практической и одной из палеточных кривых: при этом параметры модели, для которой рассчитана теоретическая кривая, принимаются в качестве результата интерпретации. Таким образом определяют удельное сопротивление пласта ρ_n и параметра зоны проникновения $\rho_{зп}$ и D .

Основные виды палеток, применяющиеся при интерпретации БКЗ, следующие:

1) двухслойные палетки построены для одной цилиндрической границы раздела, моделирующей скважину и пласт бесконечной мощности. Они

представляют собой семейство кривых $\rho_k/\rho_c = f(L/d_c)$. Модулем каждой кривой является отношение $\mu = \rho_{\text{п}} / \rho_c$;

2) Трехслойные палетки построены для двух цилиндрических границ раздела, моделирующих скважину, зону проникновения и пласт бесконечно большой мощности. Решение представлено в виде семейств кривых: $\rho_k/\rho_c = f(L/d_c)$. Модулем каждой кривой является отношение $\mu = \rho_{\text{п}} / \rho_c$, модулем каждой палетки $\rho_{\text{зп}} / \rho_c$ и D/d_c .

Обработку диаграмм БКЗ начинают с выделения подлежащих интерпретации наиболее однородных пластов и определения их границ. Границы пластов определяют обычным способом [1-3] по диаграммам стандартных зондов и зондов БКЗ. В сложных случаях привлекают данные микрозондов, кавернометров и других методов. По комплексу геофизических методов делается заключение о литологических особенностях для интерпретации пластов.

Для построения кривой с диаграмм БКЗ снимаются существенные значения ρ_k .

При этом следует придерживаться правил, учитывающих влияние на величину ρ_k не только сопротивления пласта $\rho_{\text{п}}$, но и вмещающих пород $\rho_{\text{вм}}$, мощности пласта h , размеров зонда L и диаметра скважины (рис.1).

При $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{вм}}$, а $h/d_c > 16-25$ наиболее целесообразно снимать оптимальные и максимальные значения. Максимальные значения снимают против точки кривой КС, имеющей наибольшее значение ρ_k^{max} . За оптимальное значение берется среднее кажущееся сопротивление в интервале пласта, равном разности $(h-АО)$. Интервал экранирования, равный длине зонда (АО), вычитается из мощности пласта со стороны минимума (от кровли пласта при последовательном градиент-зонде и от подошвы – при обратном).

При $\rho_{\text{п}}$, мало отличающемся от вмещающих пород, и $h/d_c < 16-25$ следует снимать средние значения ρ_k^{cp} в средней части пласта.

При $h > 16d_c$ снимаются экстремальные значения: ρ_k^{\max} , если $\rho_{\Pi} > \rho_{\text{ВМ}}$, и ρ_k^{\min} , если $\rho_{\Pi} < \rho_{\text{ВМ}}$.

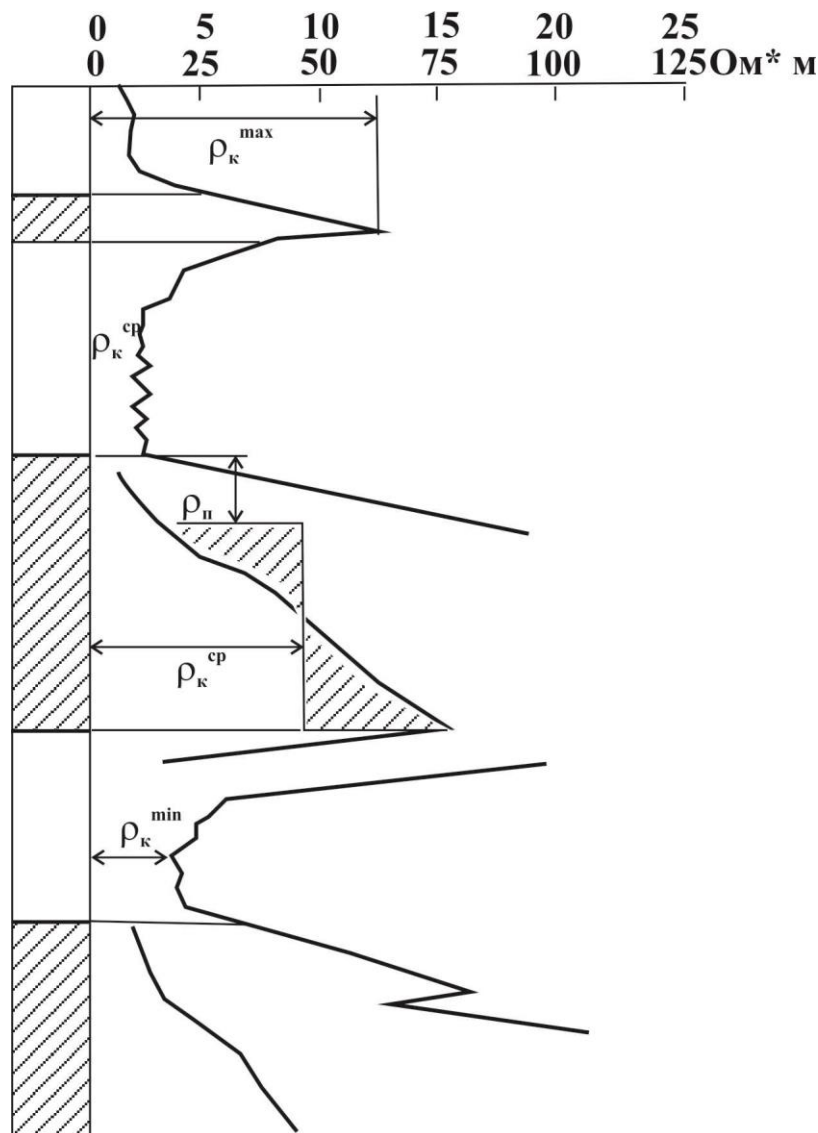


Рис.1.

Далее берется билогарифмический бланк, по осям ординат откладываются отсчитанные значения ρ_k , по оси абсцисс - h_m , и получают кривую $\rho_k=f(L)$. Кроме того, на бланк наносят две точки: одну с координатами (ρ_c, d_c) – «крест бланка» (крест скважины), другую – с координатами $(\rho_{\text{ВМ}}, h)$ – «крест пласта».

Если для пласта отсчитывалось два существенных значения ρ_k , то строятся две кривые: средняя (оптимальная) и максимальная, которые с помощью палетки ТП перестраиваются в фактическую кривую БКЗ. Для этого «крест пласта» совмещают с крестом палетки ТП, соблюдая параллельность осей. Точку пересечения двух линий (средней – зондирования и линию «точек

отхода» палетки ТП) принимают за точку отхода (ТО). Точка пересечения максимальной кривой с линией точек пересечения палетки дает точку пересечения (ТП). Фактическую кривую ведут по средней кривой БКЗ, до точки отхода, далее между средней и максимальной кривой на точку пересечения и выше линии максимальных значений, а затем на минимум. Полученную таким образом фактическую кривую БКЗ сопоставляют с палеточными кривыми.

Различают два типа кривых БКЗ: двухслойный, соответствующий пластам без проникновения фильтрата бурового раствора, и трехслойный, характерный для пластов-коллекторов, которые осложнены наличием зоны проникновения.

Для установления типа фактической кривой БКЗ последнюю накладывают на двухслойную палетку БКЗ, совмещая «крест скважины» с «крестом палетки» и соблюдая параллельность осей. Если фактическая кривая по конфигурации соответствует двухслойным или совмещается с одной из палеточных, или располагается согласно между ними, то данную фактическую кривую БКЗ следует считать двухслойной (рис.2).

Если фактическая кривая БКЗ явно отличается по конфигурации от двухслойных палеточных кривых и при этом ее правая ветвь сечет палеточные двухслойные кривые сверху вниз (то есть проходя от более высоких к более низким модулям), то фактическую кривую БКЗ следует отнести к трехслойной кривой повышающего проникновения, а если правая ветвь сечет палеточные кривые снизу вверх, то есть от более низких модулей к более высоким, то кривую относят к трехслойным с понижающим проникновением.

При наложении интерпретируемой кривой БКЗ на двухслойные палеточные кривые произойдет либо совмещение кривых, либо интерпретируемая кривая расположится согласованно между двумя кривыми палетки. Удельное сопротивление пласта находим по пересечению фактической кривой БКЗ с кривой А палетки, представляющей собой геометрическое место точек $\rho_k/\rho_c = \rho_{п}/\rho_c$ на палетке и точек $\rho_k = \rho_{п}$ на бланке.

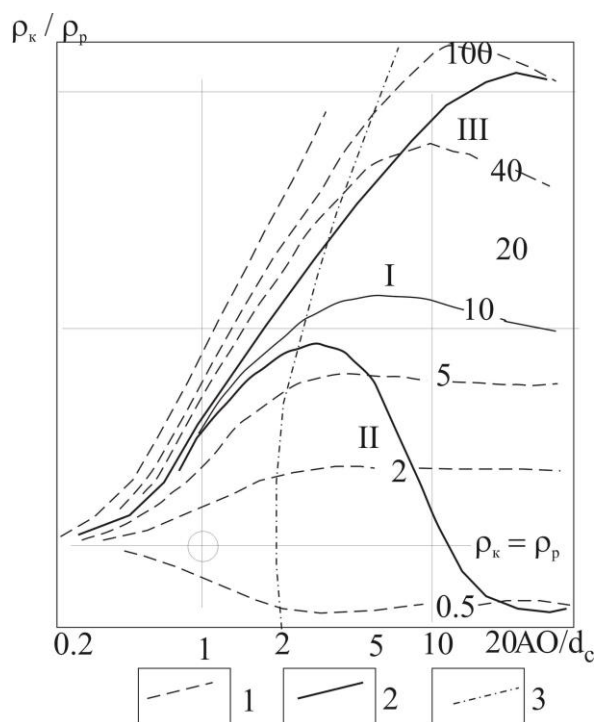


Рис.2. 1 - палеточные кривые (шифр кривых - $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{р}}$); 2 - интерпретируемые кривые (I - двухслойные, II - трехслойные, при $\rho_{\text{р}} < \rho_{\text{зп}} < \rho_{\text{п}}$, III - трехслойные при $\rho_{\text{р}} < \rho_{\text{зп}} > \rho_{\text{п}}$); 3- геометрическое место точек $\rho_{\text{к}} = \rho_{\text{р}}$

При интерпретации кривых, соответствующих повышающему проникновению, фактическая кривая зондирования условно делится на правую и левую ветви. Левая ветвь, построенная по данным $\rho_{\text{к}}$ малых зондов, характеризует зону проникновения; правая ветвь соответствует значениям $\rho_{\text{к}}$, записанным большими зондами, и определяется удельным сопротивлением пласта.

При совмещении фактической кривой зондирования с двухслойной палеточной кривой находится модуль левой ветви или отношения $\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{с}}$. Из данной группы по лучшему совпадению с фактической кривой зондирования подбирается палетка с наиболее близкими значениями модуля $D/d_{\text{с}}$. Удельное сопротивление пласта находится на точке пересечения фактической кривой с линией А палетки (в этой точке $\rho_{\text{к}} = \rho_{\text{п}}$).

Параметры зоны проникновения $\rho_{\text{зп}}$ и D определяются по соответствующим модулям выбранной палетки трехслойных кривых $\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{с}}$ и $D/d_{\text{с}}$ или в результате интерполяции между двумя ближайшими палетками.

При неглубоком проникновении фильтрата глинистого раствора в пласт для интерпретации трехслойных кривых зондирования могут быть использованы палетки «U-эквивалентности». Такая палетка выбирается по величине отношения ρ_k/ρ_c правой ветви фактической кривой зондирования. Искомая величина $\rho_{п}$ находится по положению правой асимптоты. При совмещении левой ветви кривой зондирования с палеточной кривой определяется величина параметра $U=((\rho_{зп} - \rho_{п})/\rho_c) \ln(D/d_c)$, по которому может быть вычислен диаметр зоны проникновения D , если известно удельное сопротивление зоны проникновения. На практике для определения D используется палетка БКЗ-U.

Задание 1.

Произвести обработку и интерпретацию бокового зондирования, проведенного в скважине, где БКЗ проведено в интервале, включающем тульский и угленосный горизонты и турнейский ярус нижнего карбона. Исследуемый интервал представлен в основном плотными карбонатными породами.

Отчетность включает в себя рабочую диаграмму, бланки с кривыми БКЗ для всех обработанных пластов, таблицу с результатами интерпретации и заключение по интерпретации БКЗ. Рекомендуется следующая форма таблицы с результатами:

Интервал м	$h_1, \text{ м}$	$\rho_k^{\text{опт, ср}}/\rho_k^{\text{max}}$				$\rho_{вм}$	ρ_c	d_c	$\rho_{п}$	$\rho_{зп}$	D	Тип палетки, литология
	L_1	L_2	L_3	L_4	Ом·м		м	Ом·м				

Задание 2.

Произвести обработку и интерпретацию бокового зондирования, проведенного в скважине, где БКЗ проведено в продуктивной толще девона. Исследуемый интервал представлен в основном песчано-глинистыми

отложениями. Результаты интерпретации и отчетность представить по схеме, указанной в задании 1.

Удельное сопротивление бурового раствора ρ_c измеряют скважинным резистивиметром. В некоторых случаях ρ_c можно уточнить по данным зондирования. Для этого в разрезе выбирают пласт, для которого кривая зондирования является заведомо двухслойной (плотная порода). Желательно, чтобы мощность такого пласта была велика $h/d_c > 16$, сопротивление существенно отличалось от сопротивления бурового раствора.

На билогарифмическом бланке, где построена кривая зондирования для этого пласта, наносят линию диаметра скважины, которую затем совмещают с линией диаметра двухслойной палетки. Бланк перемещают вверх или вниз относительно оси ординат палетки до тех пор, пока точки интерпретируемой кривой не согласуются с кривыми двухслойной палетки. Величину ρ_k дает крест палетки, перенесенный на бланк.

Боковой каротаж (БК) является одной из разновидностей электрического каротажа по методу сопротивлений [1-4]. При боковом каротаже используется основной (центральный) питающий электрод и дополнительные экранирующие электроды, через которые пропускается ток одной полярности. Сила тока через экранирующие электроды автоматически регулируется с таким расчетом, чтобы ток, выходящий из центрального электрода, концентрировался в радиальном направлении, в слое заданной толщины. Этим достигается значительное снижение влияния скважины и вмещающих пород, увеличивается вертикальная разрешающая способность метода. Диаграммы экранированных зондов (БК) практически не искажены эффектами экранирования.

Метод БК дает особенно благоприятные результаты при изучении высокоомных пластов в случае заполнения скважины сильно минерализованными растворами.

Аномалии на кривых экранированного зонда ρ_z симметричны относительно середины пластов при одинаковом удельном сопротивлении

покрывающих и подстилающих пород. При различном сопротивлении вмещающих пород симметрия нарушается – максимум аномалии в пласте смещается в сторону вмещающей породы с относительно более высоким удельным сопротивлением.

В пластах большой мощности ($h > 4 d_c$) без зоны проникновения эффективное сопротивление практически не зависит от мощности и связь ρ_s с истинным сопротивлением пласта наиболее простая: $\rho_{п} = b \cdot \rho_s$.

Значения коэффициента b для различных диаметров скважины следующие:

d_c , м	0.15	0.2	0.3	0.4
b	1.07	1.125	1.143	1.167

Для пластов, мощность которых меньше $4d_c$ ($h < 4d_c$), влияние мощности и вмещающих пород оказывается весьма существенным. Кажущееся сопротивление в пластах малой мощности всегда меньше истинного удельного сопротивления и меньше ρ_k этого же пласта в случае большой его мощности ($\rho_k^{h \rightarrow \infty}$).

Поэтому в величину ρ_k вносим поправку за скважину (ρ_c), получая ρ_k^α , и за ограниченную мощность (h) пласта, переходя к ρ_k^∞ . И если проникновение фильтра бурового раствора в пласт отсутствует (2-слойная среда), то $\rho_k^\infty = \rho_{п}$.

Если же проникновение присутствует, то $\rho_k^\infty = f(\rho_{п}, \rho_{зп}, D)$ при понижающем проникновении, и по соответствующей номограмме находим $\rho_{п}$.

Интерпретация диаграмм бокового каротажа осуществляется с помощью палеток и номограмм, построенных в лаборатории интерпретации промыслово-геофизических данных ВНИИ геофизики. Они предназначены для определения сопротивления пластов по показаниям зонда аппаратуры АБК-3.

Альбом палеток включает в себя следующее.

1. Кривая зависимости $\rho_k^{гп}/\rho_c$ от $\rho_{вм}/\rho_c$ для отбивки границ пластов (рис.3).

2. Номограммы для определения удельного сопротивления пластов без проникновения бурового раствора (рис.4).

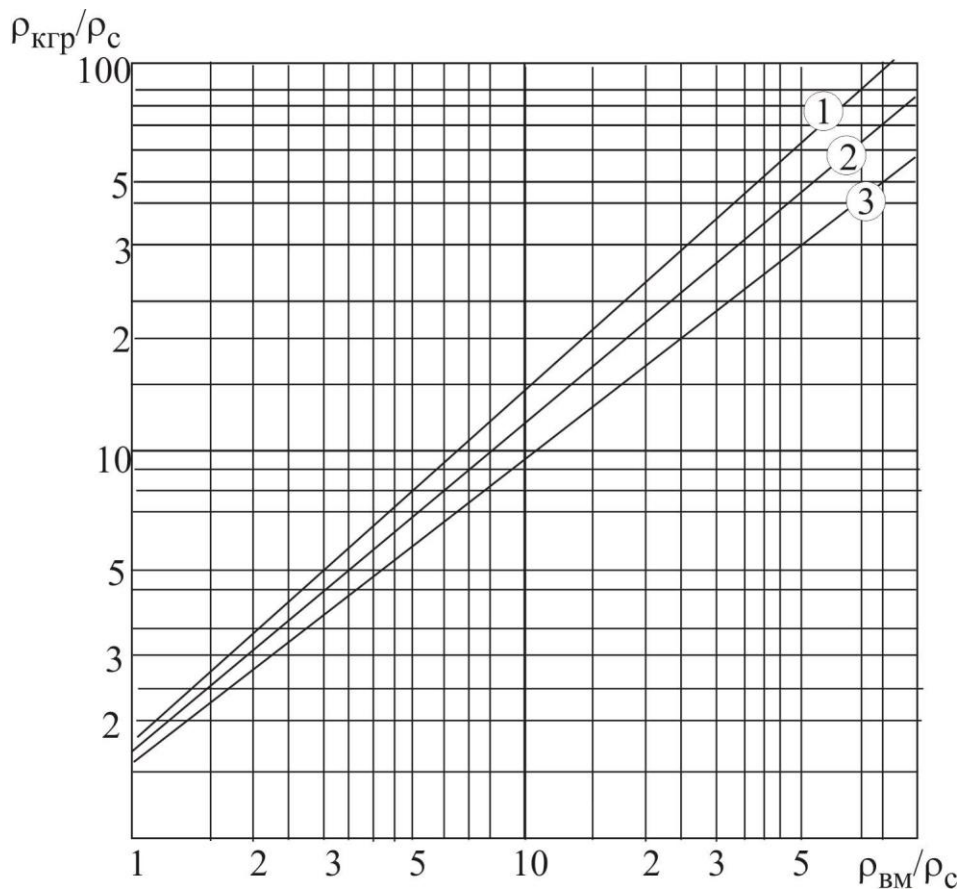


Рис.3. Кривые зависимости граничных значений кажущегося сопротивления $\rho_{кгр}$ от сопротивления вмещающей среды $\rho_{вм}$.

Номограммы для пластов ограниченной мощности состоят из двух семейств кривых. Семейство кривых, расположенных на номограмме слева, представляет собой зависимость отношения $\rho_{к}/\rho_c$ от отношения $\rho_{вм}/\rho_c$.

Семейство кривых, расположенных на номограмме справа, представляет собой зависимость $\rho_{к}/\rho_c$ от диаметра скважины d_c . Шифром кривых является отношение $\rho_{п}/\rho_c$.

Для тонких пластов ($h=3d_c$ и $2d_c$) характер зависимости $\rho_{к}/\rho_c$ от d_c существенно изменяется с изменением удельного сопротивления вмещающих пород.

В связи с этим на номограмме для $h=3d_c$ нанесены два семейства кривых зависимости $\rho_{к}/\rho_c$ от d_c . Одно из них используется, когда удельное сопротивление вмещающей среды $\rho_{вм}=1-10$, другое – когда $\rho_{вм} > \rho_c$.

Номограмма для $h=2d_c$ содержит три семейства кривых ρ_k/ρ_c от d_c . Первое служит для учета диаметра d_c при $\rho_{BM}=1-2.5\rho_c$, второе – при $\rho_{BM}=2.5-25\rho_c$, третье – при $\rho_{BM}>25\rho_c$.

Палетки для определения удельного сопротивления пластов с проникновением бурового раствора представляют собой совокупность кривых зависимости ρ_k/ρ_c от $\rho_{п}/\rho_c$ для двух значений диаметров скважин d_c - 16.3 и 23.3 см. В палетке сгруппированы кривые зависимости ρ_k/ρ_c от $\rho_{п}/\rho_c$ при постоянных значениях параметров ρ_{BM}/ρ_c и h/d_c ; $\rho_{BM}/\rho_c=1, 10, 25, 100$ и $h=4, 8, 16, 32$. Кривые разбиты на группы, соответствующие значениям диаметра зоны проникновения $D-2, 4$ и $8d_c$. Шифром кривых является отношение $\rho_{зп}/\rho_c$.

Удельное сопротивление пласта по кривой БК может быть определено только в случае, когда известно, что проникновение бурового раствора в пласт отсутствует.

В общем случае для определения удельного сопротивления пласта необходимо установить, имеется ли проникновение раствора в исследуемый пласт, и оценить параметры зоны проникновения. С этой целью БК должен применяться совместно с БКЗ или в комплексе с измерениями двумя градиент-зондами (малого и большого размера).

В этом случае по данным БК уточняется удельное сопротивление пласта $\rho_{п}$ при неглубоком понижающем сопротивлении или удельном сопротивлении зоны проникновения $\rho_{зп}$ при глубоком повышающем проникновении.

Интерпретация диаграмм БК проводится в следующем порядке (в случае отсутствия проникновения):

1. На кривых БК выделяют интерпретируемые пласты и отсчитывают максимальные (минимальные) значения $\rho_k^{\max, \min}$, если пласт однородный, или среднее значение ρ_k^{cp} , если пласт неоднородный.

2. Определяют ρ_k^{BM} кажущееся сопротивление вмещающих пород и по номограмме находят сопротивление ρ_k^{rp} на границе пласта. Если сопротивления

покрывающих и подстилающих пластов различны, то $\rho_k^{гр}$ определяют отдельно для кровли и подошвы пласта.

3. По величине $\rho_k^{гр}$ находят границы подошвы и кровли пласта и определяют его мощность h .

4. Вычисляют отношения ρ_k^{max}/ρ_c , $\rho_k^{вм}/\rho_c$, h/d_c . Если сопротивления покрывающих и подстилающих пород неодинаково, сопротивление вмещающих пород определяется по формуле:

$$\rho_{вм} = (\rho_{вм}^{кр} + \rho_{вм}^{под}) / 2.$$

5. Выбирают палетку с шифром h/d_c и на кривые семейства, расположенные в левой части, наносят точку с координатами ρ_k^{max}/ρ_c и $\rho_{вм}/\rho_c$.

6. Через данную точку проводят кривую, параллельную кривым семейства до пересечения ее с вертикальной линией координатной сетки, абсцисса которой $\rho_{вм} = 100\rho_c$.

7. Из полученной точки пересечения проводят горизонтальную линию до точки на кривой части номограммы, абсцисса которой равна диаметру скважины d_c .

8. Через эту точку проводят кривую, параллельную кривым семейства. Шифр кривой определяет $\rho_{п}/\rho_c$ интерпретируемого пласта.

9. Зная ρ_c , вычисляют $\rho_{п}$.

Задание 3.

Определить сопротивление трех высокоомных пластов (без проникновения бурового раствора) по данным бокового каротажа (рис.5). Сопротивление бурового раствора $\rho_c = 0.15$ Ом·м, диаметр скважины $d_c = 0.2$ м.

Данные занести в таблицу:

1	2	3	4	5	6	7
Нп/п	Интервал, м	$\rho_{вм}^{кр}/\rho_c$	$\rho_{вм}^{под}/\rho_c$	$\rho_{гр}^{кр}/\rho_{гр}^{под}$	h, м	h/ d _c

8	9	10	11	12	13
ρ_k^{max} , Ом·м	ρ_k^{max}/ρ_c	$\rho_{вм}^{ср}/\rho_c$	$\rho_{п}/\rho_c$	$\rho_{п}$	Примечание

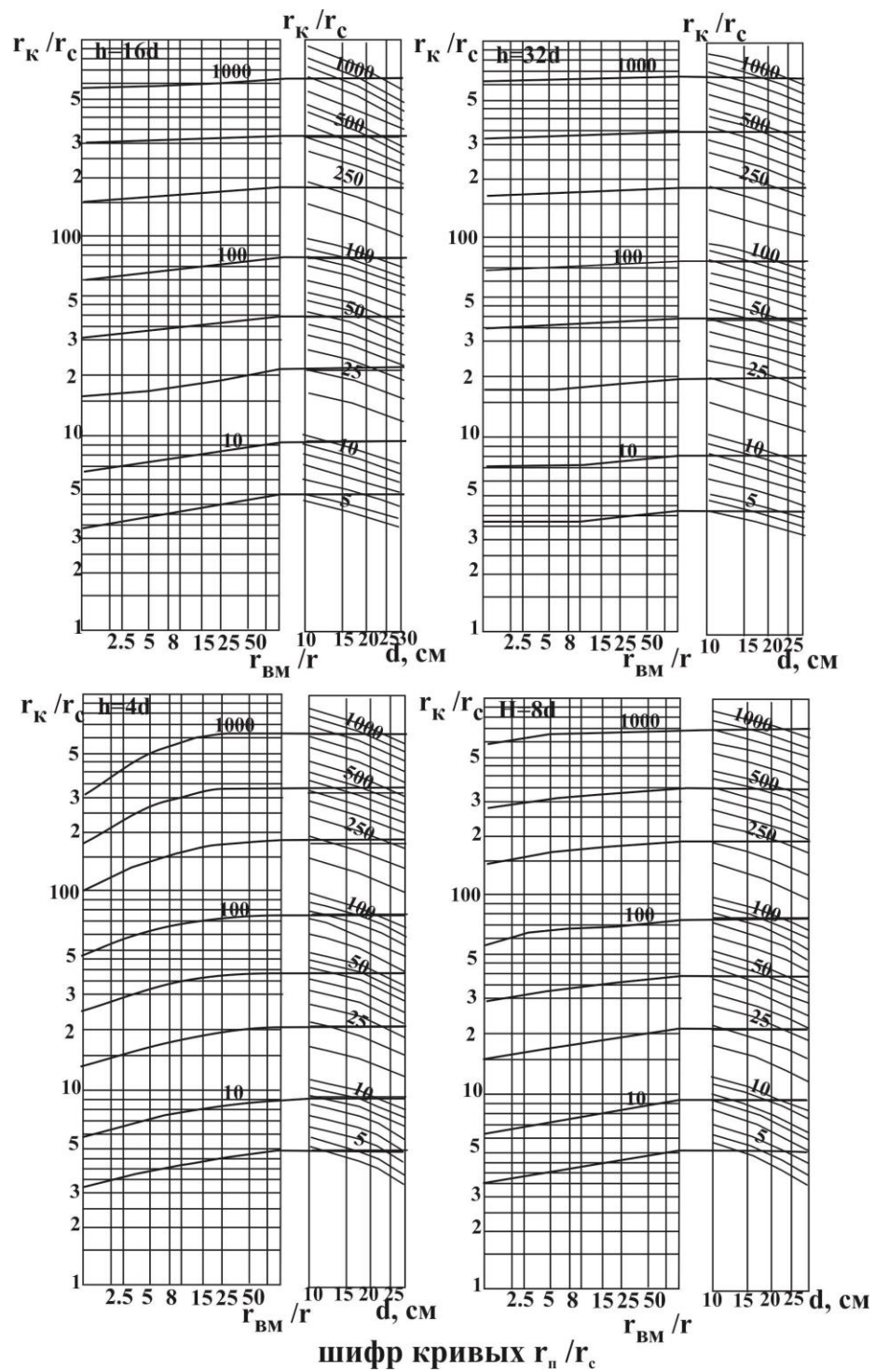


Рис.4. Номограммы для определения удельного сопротивления пластов без проникновения бурового раствора

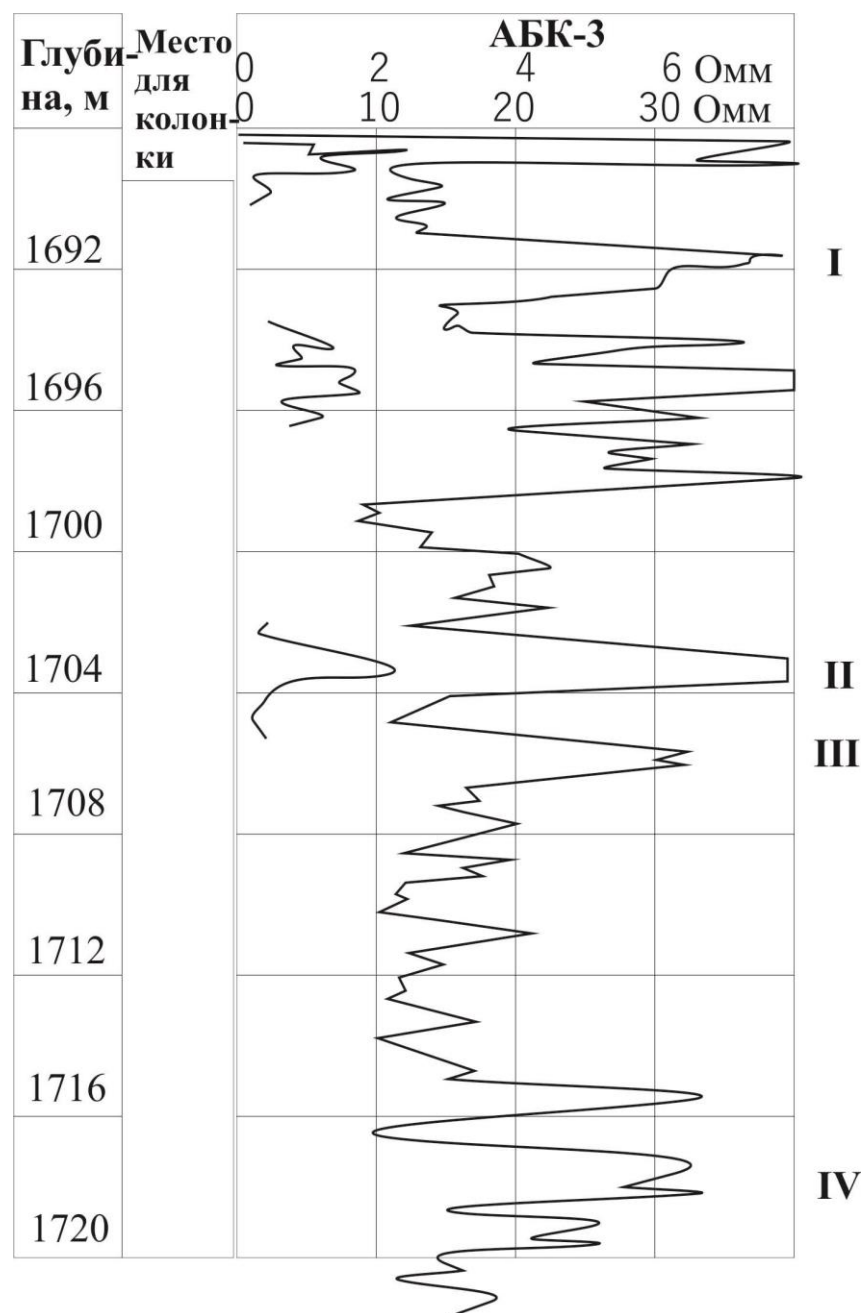


Рис.5. Боковой каротаж (задание 3).

Индукционный каротаж [1-4] является одним из электрических методов, предназначенных для исследований сухих скважин; скважин, заполненных нефтью или растворами слабой минерализации.

Особенно эффективен этот метод при изучении пластов низкого сопротивления. Применение других методов электрометрии в указанных условиях невозможно или ограничено.

Индукционный каротаж относится к методам с фокусирующими устройствами, что позволяет свести к минимуму влияние скважины, улучшить

разрешающую способность зондов по мощности и увеличить глубинность исследования изучаемой среды.

Индукционные зонды, используемые в настоящее время в практике, являются многокатушечными. Две главные катушки – генераторная и приемная образуют собственно зонд. Расстояние между ними составляет размер зонда L . В зонд введены дополнительные катушки, служащие для компенсации прямого поля и фокусировки измеряемого сигнала. Они могут быть как приемными, так и генераторными. Размерами зондов, числом фокусирующих катушек, расстояниями между ними и основными катушками определяется как глубина исследования, так и характер влияния мощности пласта на регистрируемую величину.

При индукционном каротаже измеряется величина тока, прямо пропорциональная электрической проводимости пород σ , которая выражается в сименсах на метр (См/м). На шкале диаграммы ИК в линейном масштабе наносится эффективная или кажущаяся электропроводность пород σ_k ; так как $\rho_k = 1/\sigma_k$ (гиперболический закон), то в области низких сопротивлений величины кажущихся сопротивлений диаграммы получаются растянутыми, а в области высоких сопротивлений аномалии сжимаются. Эта особенность метода обеспечивает хорошую дифференциацию разреза с удельным электрическим сопротивлением только до 50 Ом·м.

Поскольку при $\rho_k \rightarrow 0$ $\sigma_k \rightarrow \infty$ на диаграмме ИК нет нулевой линии ρ_k , но при $\sigma_k \rightarrow 0$ $\rho_k \rightarrow \infty$, поэтому на диаграмме имеется линия $\rho_k \rightarrow \infty$. Для удобства сопоставления диаграмм ИК с другими методами электрометрии нулевая линия электропроводности σ_k располагается справа, поэтому увеличение значений кажущихся сопротивлений идет как обычно слева направо.

Кривая σ_k против пластов симметрична относительно середины пласта. Максимальное значение проводимости против мощного $h > 4$ м пласта σ_k^{\max} практически равно величине σ_k против пласта неограниченной мощности.

С уменьшением мощности пласта значение σ_k^{\max} уменьшается тем больше, чем меньше мощность пласта.

Степень влияния вмещающих пород зависит как от соотношения проводимости их и исследуемого пласта, так и от мощности последнего. При $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{вм}} > 1$, то есть при относительно большой проводимости вмещающих пород по сравнению с пластом их влияние оказывается больше, чем в случае более проводящего пласта ($\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{вм}} < 1$), причем в тем большей степени, чем меньше $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{вм}}$.

Если $d_c < 40$ см, скважина практически не влияет на результаты измерений. При $d_c > 40$ см и $\rho_{\text{п}} < \rho_c$ влияние скважины также не сказывается, но при необходимости введение поправки за влияние скважины.

Введение поправок осуществляется с помощью номограмм, которые прилагаются к соответствующей регистрирующей аппаратуре.

Для определения истинного удельного сопротивления пласта (двухслойная среда) при отсутствии зоны проникновения можно воспользоваться палеткой (рис.6), представляющей собой семейство кривых зависимости $\rho_k/\rho_{\text{вм}} = f(h/L)$ для различных значений $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{вм}}$.

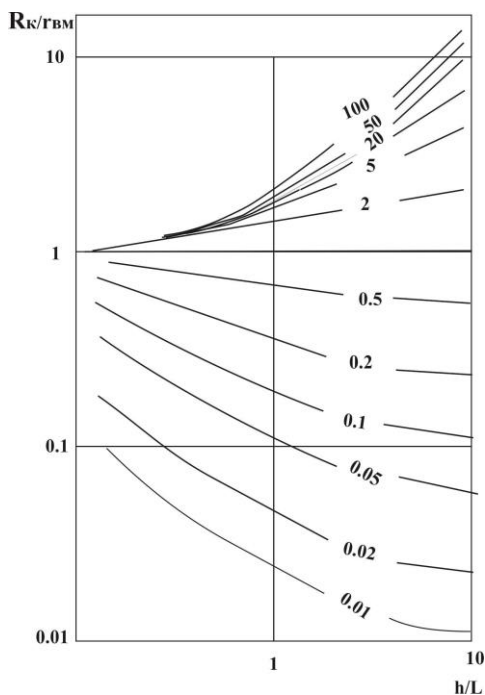


Рис.6.

Определение ρ_{Π} по диаграмме ИК (рис.7) производится следующим образом:

1. Определяют границы пласта [1-3];
2. Определяют мощность пласта h ;
3. Снимают с диаграммы существенные значения ρ_{κ} против исследуемого пласта;
4. Определяют сопротивление вмещающих пород по формуле:

$$\rho_{\text{ВМ}}^{\text{ср}} = (\rho_{\text{ВМ}}^{\text{кр}} + \rho_{\text{ВМ}}^{\text{под}})/2;$$
5. Вычисляют отношения $\rho_{\kappa}/\rho_{\text{ВМ}}$ и h/L ; наносят на палетку точку, координатами которой являются вычисленные отношения;
6. Через точку проводят линию, параллельную кривым и снимают шифр кривой $\rho_{\Pi}/\rho_{\text{ВМ}}$, а затем по известной величине $\rho_{\text{ВМ}}$ рассчитывают ρ_{Π} .

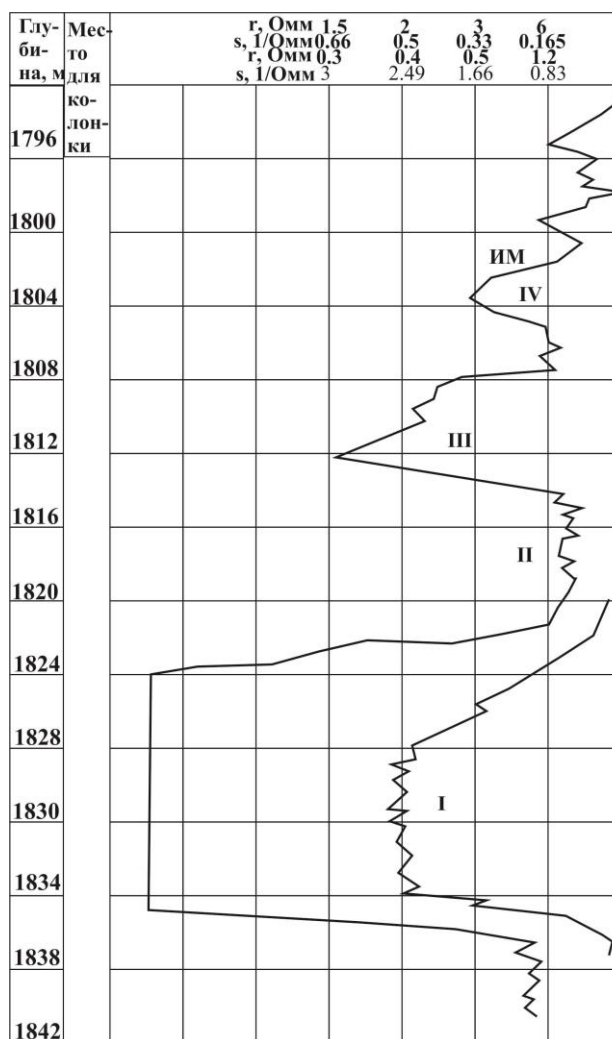


Рис.7.

При ИК регистрируемое ρ_k для трехслойной среды определяем как сопротивление параллельно включенных проводников зоны проникновения и измененной части пласта. Следовательно, при $\rho_{зп} > \rho_{п}$ регистрируемая величина σ_k в основном характеризует проводимость, а значит, и сопротивление неизменной части пласта. При $\rho_{зп} < \rho_{п}$ σ_k фиксирует сопротивления ($\rho_{зп}$ и D), то есть метод ИК целесообразно применять в комплексе с другими методами электрометрии.

Задание 4.

1. *Определить мощности и сопротивления трех низкоомных пластов без проникновения бурового раствора по диаграмме, полученной с помощью аппаратуры ПИК-1 (рис.7); $L=0.75$ м.*

2. *Результаты свести в таблицу.*

Отчетность:

1. *Рабочая диаграмма.*

2. *Таблица определенных параметров.*

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
N П/П	Интервал, м	σ_k , См/м	$\sigma_{вм}^{кр}/\sigma_{вм}^{под}$	$\sigma_{гр}^{кр}/\sigma_{гр}^{под}$	h, м	h/ L	$\rho_{вм}^{\Phi}$, Ом·м	ρ_k , Ом·м	$\rho_k/\rho_{вм}^{\Phi}$	$\rho_{п}/\rho_{вм}$	$\rho_{п}$, Ом·м	Примечание

В микрокаротаже используется микрозонд, который представляет собой обычный или фокусированный электрический каротажный зонд небольшого размера, электроды которого расположены на внешней стороне башмака из изоляционного материала (рис.8). Башмак экранирует микрозонд от промывочной жидкости, тем самым снижает влияние скважины на результаты измерений. Внешней стороной башмак прижимается к стенке скважины устройством, которое может быть либо рессорным, либо управляемым рычажным (рис.9). Одновременно с кривыми микрозондов это устройство позволяет регистрировать кривую изменения диаметра скважины с глубиной – микрокавернограмму. Между башмаком зонда и стенкой скважины имеется промежуточный слой, образованный в проницаемом пласте глинистой коркой и пленкой ПЖ, в непроницаемом – только пленкой ПЖ. В результате ρ_k ,

измеряемое микрозондом, зависит от удельных сопротивлений к прилегающей к скважине части пласта $\rho_{п}$, удельного сопротивления слоя $\rho_{сл}$ и его толщины $h_{сл}$.

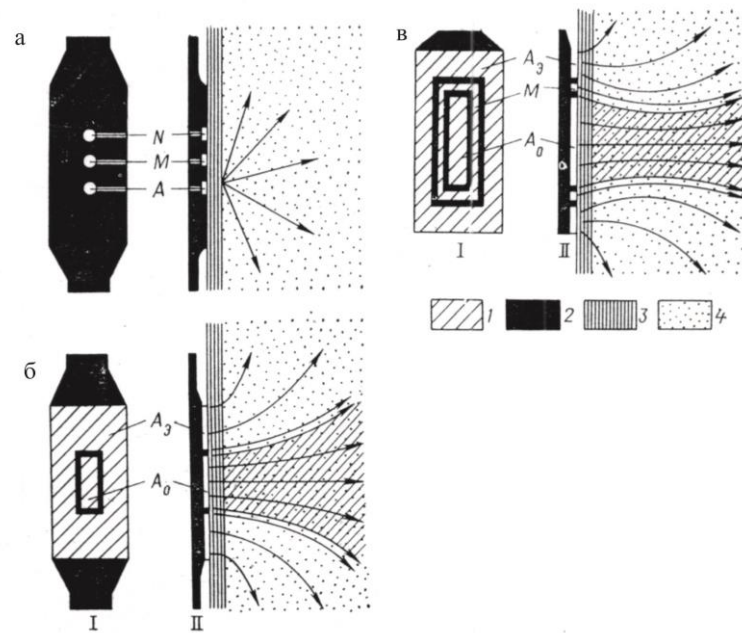


Рис.8. Схема распространения токовых линий микрозондов в промытой зоне. а - обычный микрозонд; б - двухэлектродный зонд БК; в - трехэлектродный микрозонд каротажа ближней зоны. I - вид микрозонда спереди (внешняя сторона), II - вид микрозонда сбоку: 1 - электроды, 2 - изоляционный башмак, 3 - глинистая корка, 4 - порода.

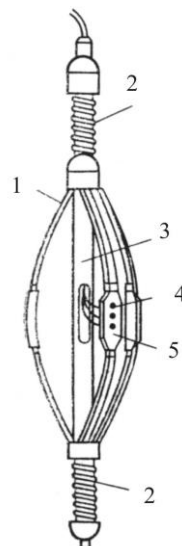


Рис.9. Микрозонд с рессорным прижимным устройством: 1 - рессора, 2 - пружина, 3 - корпус, 4 - электроды, 5 - башмак

Применяемые на практике микрозонды делятся на обычные градиент- и

потенциал-зонды и зонды с фокусировкой тока. Каротаж обычными микрозондами называют микрокаротажем (МК или МКЗ), а каротаж микрозондами с фокусировкой тока – боковым микрокаротажем (БМК).

В практике геофизических исследований применяют два микрозонда: микроградиент-зонд А0.025М0.025N и микропотенциал-зонд А0.05М (электродом N в данном случае служит корпус прибора). Радиус исследования микроградиент-зондом примерно 3.75 см, микропотенциал-зондом – в 2-2.5 раза больше. Точкой записи микроградиент-зонда (МГЗ) служит середина расстояния между измерительными электродами, микропотенциал-зонда (МПЗ) электрод М. Кривые микропотенциал- и микроградиент-зондов регистрируются одновременно, так как при отдельной записи башмак зонда может занимать неодинаковое положение, что приводит к несопоставимости кривых (рис.10).

Из распределения токовых линий (рис.8), выходящих из электродов А и А₀ в обычном МКЗ часть тока проходит вблизи стенки скважины, что обуславливает значительное влияние глинистой корки на величину измеряемого сопротивления.

Кажущееся удельное сопротивление микроустановок подсчитывается по формулам для обычных градиент- и потенциал-зондов $\rho_k = K \cdot (\Delta U / I)$. Коэффициент К микрозондов определяют экспериментально по результатам измерений в баке, заполненным раствором NaCl с известным удельным сопротивлением. Коэффициент К для градиент-микрозонда равен примерно 0.34, а для потенциал-микрозонда – 0.5 м.

Боковой микрокаротаж. При применении боковых микрозондов с фокусировкой тока токовые линии пересекают слой между башмаком и породой почти под прямым углом, что снижает влияние глинистой корки на кажущееся сопротивление (рис.8, б, в).

На практике применяются двухэлектродные и трехэлектродные зонды БМК.

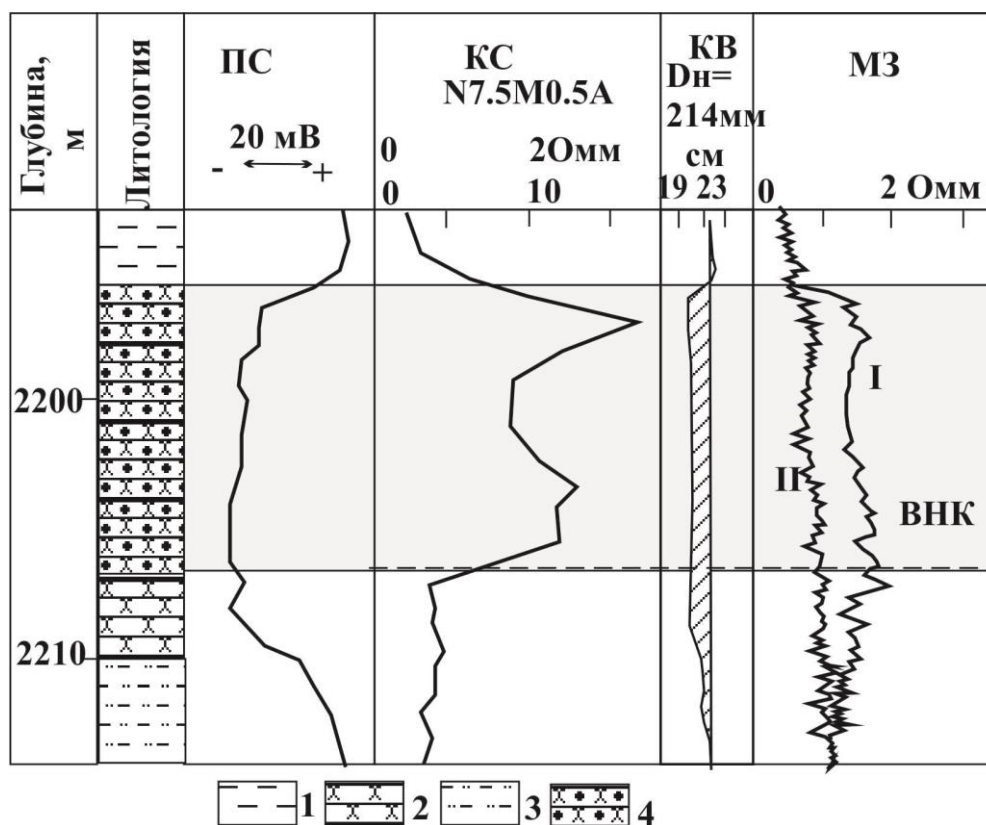


Рис.10. Пример выделения проницаемой части пласта при помощи кривых микрозонда. 1 - глина; 2 - песчаник водоносный; 3 - глина песчанистая; 4 - песчаник нефтеносный. I - потенциал-микрозонд; II - градиент-микрозонд. ВНК - водонефтяной контакт.

Двухэлектродный зонд БМК. Этот зонд (рис.8б) состоит из двух электродов – центрального A_0 и экранного $A_Э$, которые занимают всю рабочую поверхность башмака, исключая разделяющий их изоляционный промежуток шириной 5 мм, и обладают одинаковыми потенциалами и полярностью. Это достигается автоматическим регулированием тока $I_Э$, поступающего на электрод $A_Э$ при постоянном токе I_0 , поступающем через электрод A_0 . Кажущееся сопротивление определяется путем измерения потенциала электрода $A_Э$ (A_0) относительно корпуса прибора БМК (рис.8б). При измерениях этим зондом влиянием промежуточного слоя толщиной до 10 мм можно пренебречь. Коэффициент зонда K определяется экспериментально, и приблизительно равен 0.015 м.

Трехэлектродный зонд БМК. Этот зонд имеет центральный A_0 и экранный $A_Э$ токовые электроды, но в отличие от двухэлектродного микрозонда БМК между электродами A_0 и $A_Э$ расположен рамочный

измерительный электрод (рис.8в). Через основной электрод A_0 пропускается постоянный ток I_0 , а через $A_Э$ – ток $I_Э$, регулируемый так, чтобы разность потенциалов между A_0 и M равнялась нулю. Измеряемое ρ_k определяется потенциалом электрода M относительно корпуса прибора и $\rho_k = K \cdot (\Delta U / I)$.

Особенность фокусировки тока способствует росту глубинности исследования трехэлектродным микрозондом. Поэтому на его показания не оказывает влияния глинистая корка толщиной до 20 мм, а замеренное им ρ_k определяется удельным сопротивлением в пределах зоны проникновения. В связи с этим измерения, проводимые этим зондом, названы каротажем ближней зоны.

С помощью МКЗ решаются следующие задачи:

1. Расчленение разреза на проницаемые и непроницаемые пласты;
2. Уточнение литологического состава пород;
3. Определение границ пластов и их мощности;
4. Оценка удельного сопротивления части пласта, прилегающей к скважине, и толщины промежуточного слоя (глинистой корки и пленки).

Если против проницаемого пласта образуется глинистая корка, ρ_k , измеряемые потенциал-микрозондом, значительно выше сопротивлений, измеренных против тех же пластов градиент-микрозондом с заметно меньшим радиусом исследования. В этом случае наблюдается так называемое положительное приращение: $\Delta\rho = \rho_{\text{МПЗ}} - \rho_{\text{МГЗ}} > 0$.

В отдельных случаях сопротивления, измеренные градиент-микрозондом превышают сопротивления, полученные потенциал-микрозондом, то есть наблюдается отрицательное приращение, которое характерно для случаев, когда сопротивление ПЖ больше сопротивления пласта.

Следует отметить, что этот признак не всегда надежен. При толстой глинистой корке значения МПЗ и МГЗ могут совпадать. В зависимости от условий замера положительные приращения могут наблюдаться и против непроницаемых пород высокого сопротивления (сопротивление пласта более, чем в 25-30 раз превышает сопротивления ПЖ).

Уровень приращения против продуктивных пластов выше, чем против водоносных за счет остаточного нефтенасыщения. Плотные породы характеризуются высоким уровнем сопротивлений; против них показания двух микрозондов совпадают.

Та же картина наблюдается и против глинистых пород, но для них характерен более низкий уровень значений кажущихся сопротивлений. Показания обоих микрозондов против глин обычно совпадают и при наличии больших каверн соответствуют ρ_0 .

Границы пластов на диаграммах микрозондов выделяют по наиболее крутому подъему кривых.

Для оценки удельного сопротивления проницаемой части пласта, прилегающей к скважине (промытой зоны $\rho_{пп}$), по результатам измерений микрокаротажем пользуются специальными палетками. На рис.11 приведена палетка для интерпретации данных микрозонда. Порядок пользования палеткой рассмотрим на примере.

Пример. Определим удельное сопротивление в зоне, прилегающей к стенке скважины в интервале 2932-2939 м (рис.12). Замеренные значения: $\rho_{пз}=5.6$ Ом·м и $\rho_{гз}=3.4$ Ом·м. Диаметр скважины 214 мм; сопротивление глинистой корки при температуре пласта $\rho_{гк}=1.5$ Ом·м.

1. Находим отношение $\rho_{пз}/\rho_{гк}=3.7$ и $\rho_{уз}/\rho_{гк}=2.25$.
2. Зная $\rho_{пз}/\rho_{гк}$ и $\rho_{уз}/\rho_{гк}$ с помощью палетки (рис.13) находим отношение $\rho_{пп}/\rho_{гк} = 12$ ($\rho_{пп} = 18$ Ом·м) и толщину глинистой корки $h_{гк}=16$ мм.

Ограничения. При $h_{гк} \geq 25$ мм получить достоверные данные об удельном сопротивлении промытой части пласта $\rho_{пп}$ по замерам ρ_k обычными микрозондами практически невозможно. Наличие в скважине соленого раствора также ограничивает использование этих кривых для количественной интерпретации.

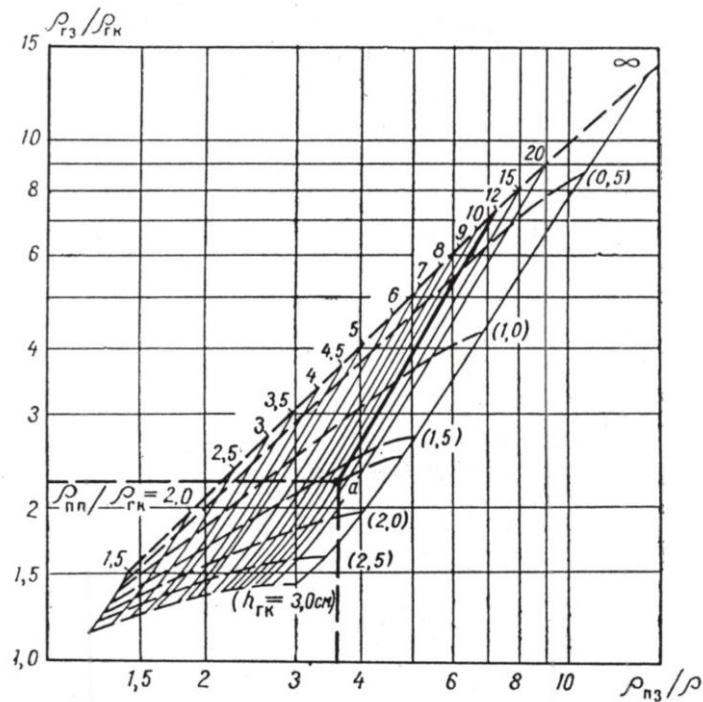


Рис.11. Палетка для интерпретации данных микрозонда. Диаметр скважины 21 см; $\rho_{пз}$ и $\rho_{гз}$ - кажущиеся удельные сопротивления, замеренные потенциал-микрозондом А0.05М и градиент-микрозондом А0.025М0.025N; $\rho_{гк}$ - удельное сопротивление глинистой корки.

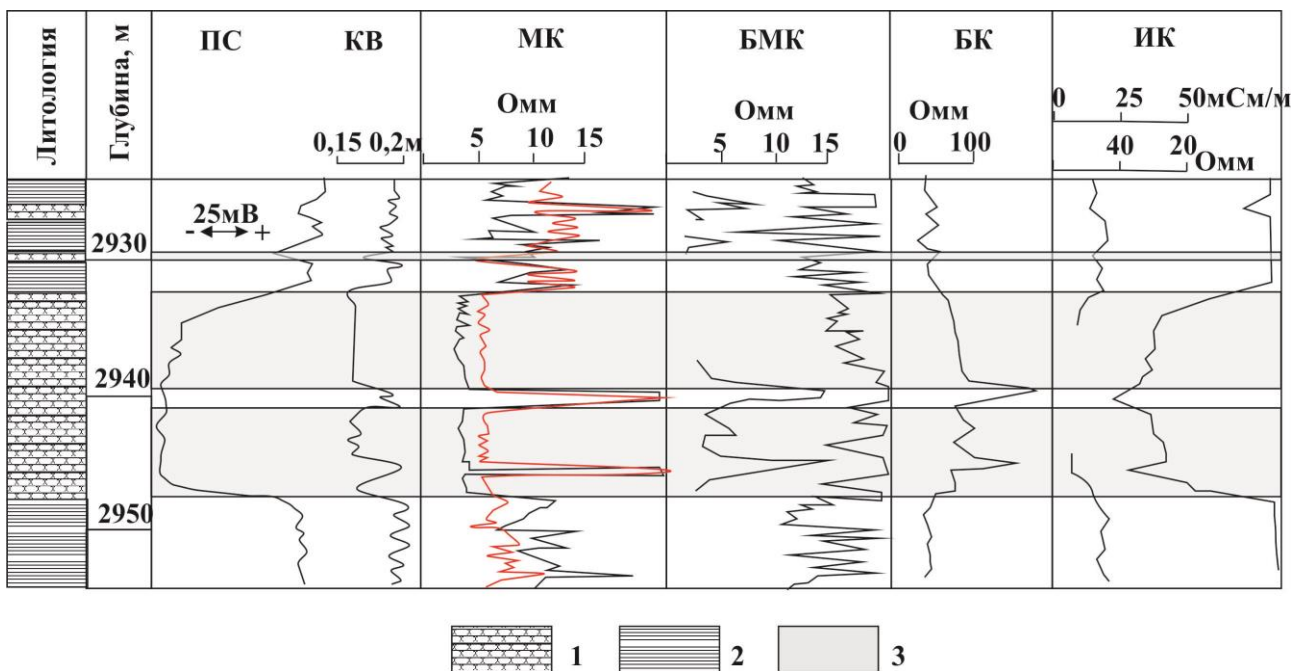


Рис.12. Кривые микрокаротажа (МК), БМК и других видов каротажа. 1 - песчаник, 2 - аргиллит, 3 - проницаемый пласт.

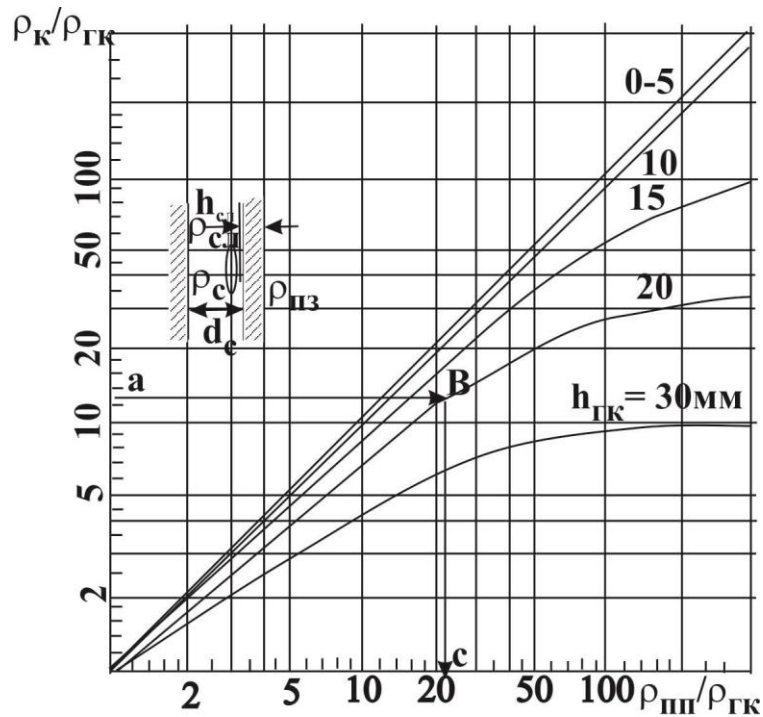


Рис.13. Палетка бокового микрокаротажа для двухэлектродного фокусированного микрозонда. $d_c=0.2$ м; $\rho_{ГК}=0.2$ Ом·м.

Задание 5.

Произвести обработку и интерпретацию данных микрозондирования, проведенного в скважине N.

1. Определить границы выделяемых пластов.
2. Выделить плотные породы, коллекторы, глины.
3. Определить удельное сопротивление проницаемой части пласта ($\rho_{шп}$ промытой зоны) по данным микрозондирования.

Кривые ρ_k , зарегистрированные **боковым микрокаротажом** (БМК), симметричны относительно середины пласта и хорошо дифференцированы, особенно в тонкослоистом разрезе. При изучении геологического разреза их используют для точного определения границы пластов, оценки их мощности, выделения пластов-коллекторов и плотных прослоев в проницаемых пластах, определения $\rho_{шп}$ и коэффициента пористости пород. Границы пластов по БМК находятся по точкам, соответствующим началу крутого подъема кривой.

Для определения влияния на величину $\rho_{кБМК}$ толщины глинистой корки

$h_{ГК}$ и для перехода от ρ_k , замеренного двухэлектродным зондом БМК, к $\rho_{пп}$ (сопротивлению промытой зоны) применяют палетки, составленные для различных видов БМК с учетом их размеров, диаметра скважины и особенностей конструкции. Одна из таких палеток представлена на рис.13.

Значение вычисляется по формуле $h_{ГК}=(d_c-d_n)/2$, где d_n – номинальный диаметр скважины; d_c - фактический диаметр скважины, измеренный микрокаверномером. Величину $\rho_{ГК}$ определяют с учетом температуры. Интервалы коллекторов выделяются по диаграмме БМК при $\rho_r \approx \rho_{в(пласт. воды)}$ как пласты низкого сопротивления, независимо от характера насыщения. Характер насыщения коллекторов выявляется по радиальной характеристике, проявляющейся при сравнении показаний БМК и зонда БК. В плотных породах оба зонда дают высокие сопротивления ($\rho_{п}$); в водоносных коллекторах – низкие ($\rho_{вп}$ и $\rho_{пп} \approx \rho_{вп}$); в продуктивных – понижающее проникновение ($\rho_{пп} \approx \rho_{вп} < \rho_{п} \approx \rho_{кБК}$). Сравнивая показания БК и БМК, удастся выделить в разрезе нефтегазоносные пласты. Значения ρ_k , определенные по БМК, из-за понижающего проникновения, оказываются меньше ρ_k , определенного по БК.

В карбонатном разрезе по характеру дифференцированности кривой сопротивления $\rho_{кБМК}$ различают плотные и трещиновато-кавернозные породы (против трещиновато-кавернозных пород кривая $\rho_{кБМК}$ характеризуется резкой дифференцированностью).

Диаграммы БМК могут быть использованы для определения удельного сопротивления промытой части коллектора. Для этой цели используются зависимости $\rho_{кБМК}/\rho_{ГК} = f(\rho_{пп}/\rho_{ГК}, h_{ГК})$ (см. рис.13), содержащие кроме $\rho_{пп}$ еще два параметра - $\rho_{ГК}$ и $h_{ГК}$, которые должны быть выделены независимыми способами: $\rho_{ГК}$ по ρ_r , а $h_{ГК}$ по микрокавернограмме.

При толщине глинистой корки, превышающей 8 мм, влияние ее на показания БМК должно быть учтено при помощи специальных палеток. Палетки составлены для диаметров скважин $d_c=0.2; 0.25; 0.3$ м и зафиксированных отношений $\rho_{пп}/\rho_{ГК}$. Одна из таких палеток изображена на

рис.13.

Наличие соленого бурового раствора в скважине создает благоприятные условия для применения БМК. Это объясняется малым влиянием соленого бурового раствора на показания БМК и небольшой толщиной глинистой корки. Полученные измерения для этих условий оказываются близкими к истинным удельным сопротивлениям промытой части пласта $\rho_{\text{пл}}$.

Задание 6.

Произвести обработку и интерпретацию данных БМК, проведенного в скважине N.

1. *Определить границы выделенных пластов.*
2. *Определить толщину глинистой корки.*
3. *Выделить пласты-коллекторы.*
4. *Определить удельное сопротивление промытой части коллектора.*

1.2. Метод самопроизвольной поляризации (СП, ПС)

Естественные электрические поля возникают в скважине благодаря протеканию на границах между породой и буровым раствором, а также между пластами различных электрохимических процессов, обусловленных диффузией солей, фильтрацией жидкости и окислительно-восстановительными реакциями. В результате действия каждого из этих процессов возникают соответственно потенциалы диффузионно-адсорбционные, фильтрационные и окислительно-восстановительные.

В скважинах нефтяных месторождений естественные электрические поля обусловлены лишь диффузионно-адсорбционными и фильтрационными процессами. Многочисленными исследованиями установлено, что потенциалы фильтрации, как правило, ничтожно малы [1-4], в связи с чем принято считать, что естественное электрическое поле (СП) зависит в основном лишь от диффузионно-адсорбционных потенциалов.

Величина потенциала естественного электрического поля тесно связана с их литолого-минералогическим составом и структурой порового пространства.

Поэтому метод СП является одним из основных методов документации разрезов скважины, а аномалии, зарегистрированные на кривых СП служат одним из основных критериев при выделении пластов-коллекторов. В зависимости от литологической характеристики и коллекторских свойств пород величина амплитуды аномалии СП меняется в широких пределах от максимально положительной амплитуды против глин до максимально отрицательной для чистых песчаников (при условии, что сопротивление бурового раствора больше сопротивления пластовой воды ($\rho_c > \rho_v$)). Исследованиями установлено, что величина естественного потенциала мало меняется от состава глин. Поэтому при определении наблюдаемой амплитуды аномалии $\Delta U_{СП}$ принято отсчитывать величину амплитуды от условного нуля, соответствующего показаниями против пластов глин («линия глин»).

Величина амплитуды аномалии СП зависит также от ряда сторонних факторов: от соотношения мощности пласта и диаметра скважины, сопротивления пласта, вмещающих пород и бурового раствора, температуры, а также зоны проникновения и концентрации солей в буровом растворе и пластовых водах. Из перечисленных факторов наибольшее влияние на величину $\Delta U_{СП}$ оказывает соотношение мощности пластов и диаметра скважины, а также сопротивление бурового раствора и пластовой воды. Влияние проникновения фильтрации бурового раствора в пласт при глубине проникновения меньшей 2 диаметров скважины ($D < 2d_c$) можно не учитывать.

Границы пласта по диаграмме СП определяют на уровне точек кривой, соответствующих половине максимальной амплитуды аномалии СП против пласта, то есть

$$\Delta U_{СП}^{гр} = \Delta U_{СП}^{max} / 2.$$

Для того, чтобы получить параметр, зависящий, в основном, только от литолого-коллекторских свойства пласта, в наблюдаемую амплитуду $\Delta U_{СП}$ следует внести поправки с помощью поправочного коэффициента v и перейти от наблюдаемой амплитуды к статической $E_S^{гр} = \Delta U_{СП} / v$. Поправочный

коэффициент определяется по соответствующей номограмме для заданных значений $\rho_{п}$, h , $\rho_{с}$, $d_{с}$, $\rho_{вм}$ (рис.14).

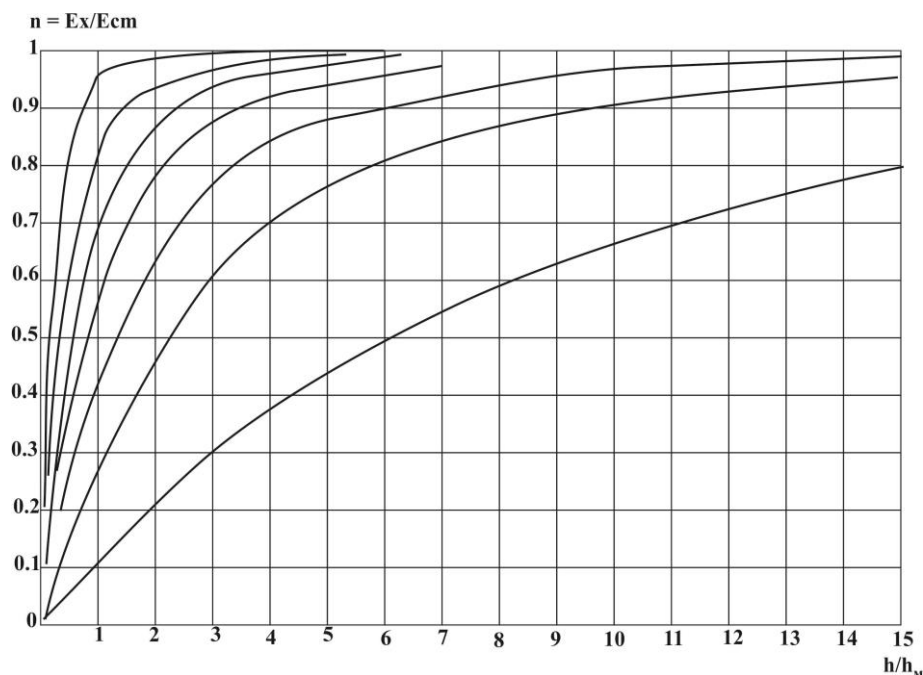


Рис.14. Для скважин диаметров 11,75 дюйма. Шифр кривых $\rho_{п} / \rho_{с}$

Для снижения влияния мешающих факторов, в частности различий в минерализации $\rho_{с}$ и при $\rho_{в}=\text{const}$, часто используют относительную амплитуду $\alpha_{сп}$, отражающую, в основном, литологию пласта

$$\alpha_{сп} = E_S / E_S^{\max} = K_{СП} \lg(\rho_{ф}/\rho_{в}) / K_{СП}^{\max} \lg(\rho_{ф}/\rho_{в}) = K_{СП} / K_{СП}^{\max},$$

где $K_{СП}$ и $K_{СП}^{\max}$ – коэффициенты статической аномалии СП («литологический коэффициент») в исследуемом пласте E_S и пласте с максимальной статической амплитудой E_S^{\max} (чистый песчаник).

Задание 7.

По диаграмме каротажа (скв. N) произвести интерпретацию кривых СП стандартного зонда.

Выделить и определить границы пластов. Проверить правильность отбивки по данным БКЗ.

Провести нулевую линию и отсчитать наблюдаемую амплитуду $\Delta U_{СП}$.

Используя прилагаемые номограммы (рис.14) и результаты БКЗ, определить по величине $\Delta U_{СП}$ статические амплитуды E_S .

Дать литологическую характеристику исследуемых пластов.

Сопротивление пластовой воды для изучаемого интервала $\rho_v = 0.05 \text{ Ом}\cdot\text{м}$

В результате проведенной интерпретации должны быть представлены:

1. Таблица параметров по следующей форме:

N скв.	N п/п	Интервал, м	h, м	$\Delta U_{СП}$, мВ	$\rho_{п}$, Ом·м	$\rho_{п} / \rho_{с}$	v	E_S , мВ	$\alpha_{СП}$	Литология
--------	-------	-------------	------	----------------------	-------------------	-----------------------	---	------------	---------------	-----------

2. Литологическое описание выделенных пластов.

1.3. Определение коэффициента пористости (K_p) и коэффициента нефтеасыщенности (K_n) по данным метода сопротивлений и метода ПС

Поскольку осадочные отложения являются породами с ионной проводимостью, то их сопротивление зависит от количества жидкости (то есть пористости) и ее минерализации. Чтобы исключить влияние минерализации пластовых вод, используют отношение сопротивления водонасыщенной породы $\rho_{ВП}$ к сопротивлению жидкости, ее насыщающей ρ_v . Это отношение $R_{п} = \rho_{ВП} / \rho_v$, называемое относительным сопротивлением $R_{п}$, является функцией коэффициента пористости $R_{п} = f(K_p)$ и служит для определения последней.

Следовательно для расчета $R_{п}$ необходимо знать сопротивление полностью водонасыщенного пласта $\rho_{ВП}$ и сопротивление пластовой воды ρ_v . Кроме того, необходимо иметь график зависимости $R_{п} = f(K_p)$ (рис.15), построенный по экспериментальным данным. Если пласт заглинизирован, необходимо внести поправку за поверхностную проводимость, предварительно определив глинистость по данным СП или ГК.

Величину K_p продуктивного коллектора определяют по удельному сопротивлению промытой зоны $\rho_{пп}$ или зоны проникновения $\rho_{зп}$.

По величине $\rho_{пп}$ рассчитывают относительные сопротивления по формуле:

$$R_{п} = \rho_{пп} / (\rho_{ф} \cdot R_{онпп}),$$

где ρ_{ϕ} – удельное сопротивление фильтра бурового раствора, $P_{\text{онп}}$ – остаточная нефтегазонасыщенность промытой зоны.

По величине $\rho_{\text{зп}}$ параметр $P_{\text{п}}$ рассчитывается так:

$$P_{\text{п}} = \rho_{\text{зп}} / \rho_{\text{фв}} \cdot P_{\text{онзп}},$$

где $\rho_{\text{фв}}$ – удельное сопротивление смеси фильтра бурового раствора и остаточной пластовой воды, $P_{\text{онзп}}$ – остаточное нефтегазонасыщение зоны проникновения.

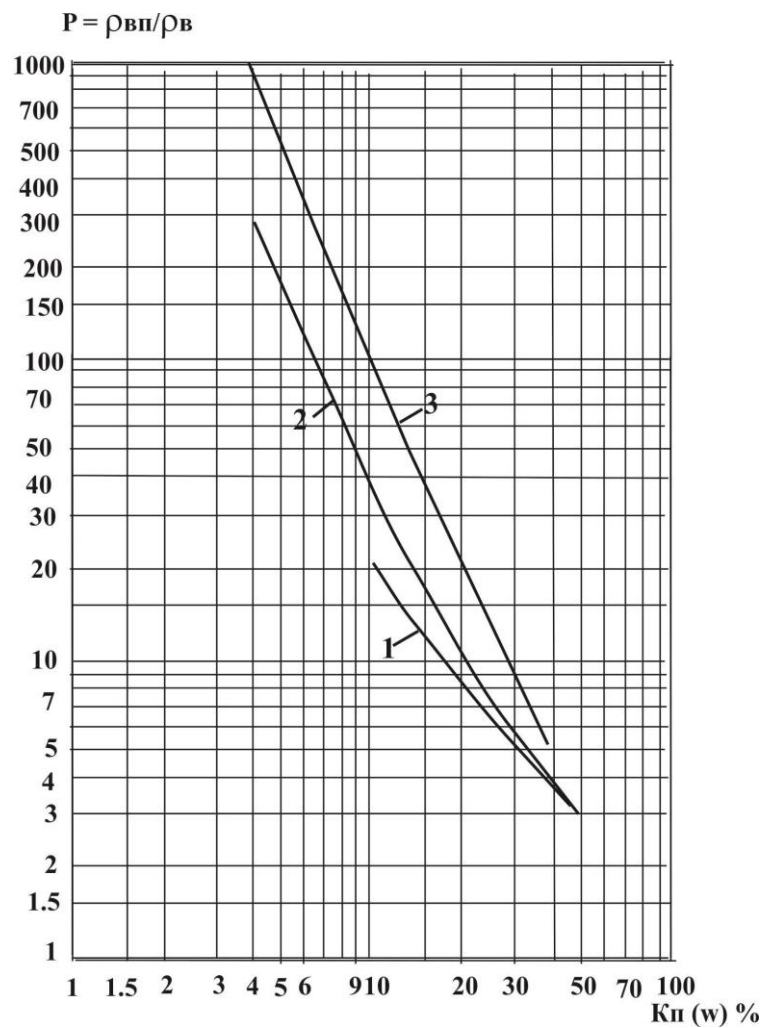


Рис.15. Зависимость параметра P от коэффициента пористости Kп (объемной влажности). 1 - рыхлые пески; 2 - слабосцементированные песчаники, 3 - среднесцементированные песчаники.

Непосредственной зависимости между амплитудой ПС (или ее статистическим значением) и коэффициентом пористости нет. Такая корреляционная связь $E_S = f(K_{\text{п}})$ возможна, если имеется зависимость между Kп и глинистостью. Иначе говоря, если коэффициент пористости контролируется

изменением глинистости, то имеет место зависимость $E_S = f(Kп)$, поскольку амплитуда кривой ПС против пласта при прочих равных условиях также зависит от глинистости.

Для определения коэффициента по ПС необходимо знать статическую амплитуду против пласта и иметь график зависимости $E_S = f(Kп)$. Коэффициент пористости можно определить как для нефтенасыщенных, так и водонасыщенных пластов.

$Kп$ по данным ПС определяется и по величине $\alpha_{сп}$. Рассчитав вышеуказанным способом $\alpha_{сп}$ и имея график $\alpha_{сп} = f(Kп)$, определяют $Kп$.

Для определения коэффициента нефтенасыщенности $Kн$ рассчитывают параметр увеличения (насыщения) $Rн$ по следующей формуле:

$Rн = \rho_{нп} / \rho_{вп}$, где $\rho_{нп}$ - сопротивление нефтенасыщенного пласта; $\rho_{вп}$ - сопротивление того же пласта при 100% водонасыщенности; и используют связь между $Rн$ и коэффициентом нефте- (водо) насыщенности $Rн = f(Kн, Kв)$. Зависимость получают в лаборатории на капилляриметрической установке, моделируя на образцах коллектора различное водонасыщение и измеряя соответствующие значения удельного сопротивления $\rho_{нп}$.

Для определения необходимо знать $Kп$ данного пласта-коллектора ($Kп$ можно определить по методике ПС, НГМ, АК и др.). Зная $Kп$ и используя график зависимости $Rп = f(Kп)$, определяем $Rп$. Величину $\rho_{вп}$ рассчитываем по формуле: $\rho_{вп} = Rп \cdot \rho_v$ и тогда $Rп = \rho_{нп} / (Rп \cdot \rho_v)$.

Задание 8.

Используя результаты интерпретации, полученные при выполнении заданий по скважине N, оценить коэффициенты пористости и нефтенасыщенности пластов-коллекторов, полагая, что песчаные коллекторы представлены среднесцементированными песчаниками.

Порядок работы:

1. *Оценить величину пористости по величине удельного сопротивления, используя номограмму, составленную В.Н.Дахновым.*

2. Оценить величину пористости исходя из значений приведенных статических амплитуд ПС по номограммам Д.А.Шапиро.

3. Определить коэффициенты нефтенасыщенности, используя номограмму В.Н.Дахнова.

Результаты интерпретации представляются в виде таблицы по следующей форме:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
N скв.	N пл.	Интервал, м	h, м	$\rho_{пн},$ Ом·м	$\rho_{зпн},$ Ом·м	$R_{пн}$	$E_s,$ мВ	Кп, %	
								по КС	по ПС
11	12	13							
$R_{пн}$ коэф. увел	Кп, %	Примечание							

$$\rho_{в} = 0.05 \text{ Ом}\cdot\text{м}, \rho_{фв} = 0.26 \text{ Ом}\cdot\text{м}, R_{онзп} = K_{он} = 20\%.$$

Параметр насыщения $R_{пн}$, а следовательно, и $K_{пн}$ рассчитывать для 2-х случаев: 1) за величину $\rho_{впн}$ принять значение удельного сопротивления водонасыщенного пласта, залегающего ниже нефтенасыщенного пласта; 2) величину $\rho_{впн}$ рассчитать по формуле: $\rho_{впн} = R_{пн} \cdot \rho_{в}$, а величину $R_{пн}$ для нефтеносного пласта определить по номограмме: $R_{пн} = f(K_{пн})$ по известной величине $K_{пн}$.

2. РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ

Радиоактивность пород осадочного комплекса обусловлен наличием в них весьма малых количеств элементов – урана, тория, актиния, продуктов их распада, а также изотопа калия K^{40} . Эти элементы находятся в осадочных породах в рассеянном состоянии.

Из всех осадочных пород наиболее радиоактивными являются глины, в связи с чем на диаграммах гамма-каротажа (ГК) пласты глин отмечаются максимальными значениями. Величина радиоактивности других осадочных

пород достаточно тесно связана с их глинистостью. Против чистых (незаглинизированных) песчаников показания ГК будут минимальными.

Аномалия теоретической кривой интенсивности γ - излучения против пласта ограниченной мощности симметрична относительно середины пласта, если покрывающие и подстилающие породы обладают одинаковыми радиоактивностями. При регистрации кривых ГК в скважинах наблюдаются их искажения за счет влияния скорости перемещения скважинного прибора v и емкости C регистрирующей ячейки, включенной на выходе измерительного канала. Степень искажения кривых зависит от произведения постоянной времени интегрирующей ячейки $\tau=c \cdot R$ и величины $v \cdot \tau$ [1-4]. Поскольку запись кривых ГК производится обычно при подъеме скважинного прибора, то максимум аномалии против центра пласта смещается к его кровле.

Интерпретация диаграмм метода ГК начинается с расчленения разреза и выделения пород с различной радиоактивностью. Границы пласта, с достаточной для практических целей точностью, определяются по точкам, соответствующим началу подъема кривой в подошве и началу спада – в кровле с повышенной радиоактивностью.

Часто в производственных условиях эталонировка диаграмм ГК не выполняется. Для того, чтобы в этом случае возможно было сопоставить между собой диаграммы ГК по разным скважинам, вычисляют относительное значение $\Delta J_{\gamma} = (J_{\gamma_{пл}} - J_{\gamma_{min}}) / (J_{\gamma_{max}} - J_{\gamma_{min}})$, где $J_{\gamma_{пл}}$ - показания в данном пласте, $J_{\gamma_{min}}$ - показания в пласте с минимальным значением интенсивности, $J_{\gamma_{max}}$ - показания в пласте с максимальным значением интенсивности.

В методе НГК регистрируется вторичное γ -излучение, возникающее при облучении пород нейтронами. В качестве нейтронного источника обычно применяют полониево-бериллиевый источник, который при движении радиометра по скважине испускает непрерывный во времени поток быстрых нейтронов высоких энергий ($E > 4-5$ МэВ).

Рассеяние нейтронов обуславливает потерю ими энергии и замедление. Причем, наибольшие потери происходят на ядрах легких элементов и, в первую очередь, на ядрах водорода.

Таким образом, рассеяние нейтронов способствует превращению быстрых нейтронов в медленные или надтепловые ($E \approx 1 \text{ МэВ}$) и тепловые ($E = 0.025 \text{ МэВ}$), то есть происходит замедление нейтронов, причем, тем интенсивнее, чем больше в среде водорода.

При взаимодействии тепловых нейтронов с ядрами элементов происходит поглощение первых – радиационный захват, сопровождаемый вторичным гамма-излучением, которое и регистрируется в методе НГК.

Среди ядер элементов, присутствующих в горных породах в значительном количестве, наибольшей активностью в отношении радиоактивного захвата обладают ядра водорода и хлора.

Таким образом, основными факторами, вызывающими замедление и поглощение нейтронов, являются водородо- и хлоросодержащие среды.

Исследования НГК проводят обычно зондом $L = 50-60 \text{ см}$. В этом случае интенсивность вторичного гамма-излучения $J_{\text{н}\gamma}$ возрастает с уменьшением водородосодержания среды. Поэтому минимальными значениями выделяются пласты с высоким водородосодержанием (глины, водоносные и нефтеносные песчаники), а максимальными значениями – плотные участки разреза. Показания $J_{\text{н}\gamma}$ относят к середине расстояния между источником и центром индикаторов.

Форма $J_{\text{н}\gamma}$ кривых такая же, как и в случае кривых ΔJ_{γ} . По тем же правилам отбиваются и границы пластов.

Параметр ΔJ_{γ} вычисляется аналогично параметру по формуле:

$$\Delta J_{\text{н}\gamma} = (J_{\text{н}\gamma\text{пл}} - J_{\text{н}\gamma\text{min}}) / (J_{\text{н}\gamma\text{max}} - J_{\text{н}\gamma\text{min}}).$$

Метод НГК используется для определения характера насыщения коллектора, отбивки ВНК.

При одинаковой пористости и минерализации пластовых вод хлоросодержание нефтеносного пласта меньше, чем водоносного, поэтому

интенсивность J_{ny} более высокая против водоносной части коллектора. Задача определения ВНК успешно решается при высокой минерализации пластовых вод ($C \geq 150; 200$ г/л) и пресном буровом растворе.

Задание 9.

Проинтерпретировать материалы по скв. 178 (рис.16).

1. *Расчленить разрез.*
2. *Отбить границы пластов.*
3. *Снять значения $J_r, J_{ny}, \rho_k, \Delta U_{сп}$.*
4. *Рассчитать для каждого пласта ΔJ_{ny} .*
5. *Определить литологию пластов.*
6. *Результаты занести в таблицу:*

№ п/п	Интервалы, м	J_γ имп/мин	J_{ny} имп/мин	ΔJ_{ny}	$\rho_k,$ Ом· м	$\Delta U_{сп},$ мВ	δJ_γ	Литология

Скв. 178

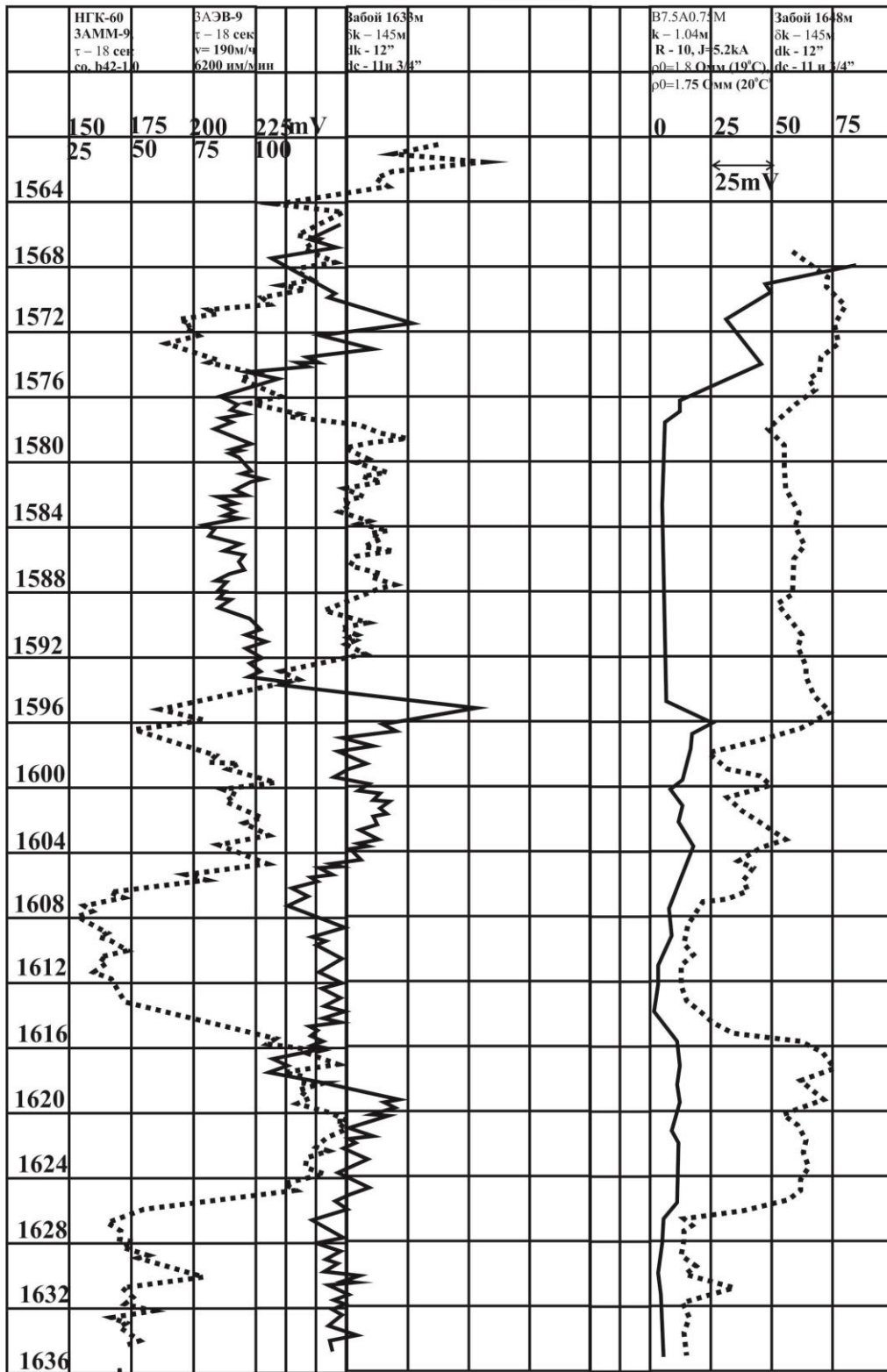


Рис.16. Разрез к заданию 9.

Список рекомендуемой литературы

1. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин – М.: Недра, 1991.
2. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Гудов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин– М.:Недра, 1990.
3. Ляшко Н.Н. Геофизические методы исследования скважин («Интерпретация»). Методические указания к практическим работам по курсу. – Казань, Изд-во КГУ, 1994.
4. Ахмадуллин Ф.А., Нургалиева Н.Г. Геологическая интерпретация данных геофизических исследований скважин. Методические указания к практическим работам по курсу «Геофизические методы исследований скважин («Интерпретация») – Казань: Изд-во КГУ, 2001.