

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
"МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"

Кафедра МНГД

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к выполнению лабораторных работ по курсу: *«Промысловая геофизика»*

*для обучающихся по специальности 21.05.05 Физические процессы горного или нефтегазового
производства и по направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело
Очной и заочной формы обучения*

Мурманск
2019

Программой курса предусмотрено девять лабораторных работ, в процессе выполнения которых закрепляется теоретический материал.

Описание каждой работы содержит цель работы, общие сведения, краткое описание оборудования, порядок выполнения работы и обработки диаграмм. Для выполнения работ студенты разбиваются на пары. После изучения оборудования, правил техники безопасности приступают к лабораторным работам. По выполнении лабораторной работы делается заключение, и сдают зачет по работе.

Содержание отчета

Отчет о работе должен содержать:

- принципиальную схему опыта или интервал обработки пласта с указанием мощности пласта с указанием глубин залегания обрабатываемого пласта;
- результаты расчетов, сведенные в таблицы;
- все относящиеся к лабораторной работе формулы и зависимости;
- заключение по работе.

Основные правила техники безопасности

В лаборатории необходимо соблюдать следующие правила техники безопасности:

1. До начала работы следует подробно ознакомиться с нагревательным оборудованием по испарению воды.
2. Категорически запрещается студентам самостоятельно ставить колбу и снимать с нагревательного оборудования.
3. Оставлять старшего по контролю за процессом выпаривания на период перемены между парами, а также на период отсутствия преподавателя.

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. **Латышева М.Г.** Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин.
2. Альбом палеток и номограмм.
3. **Итенберг С.С.** Интерпретация результатов каротажа диаграмм скважин.
4. **Померанц Л.И.** Аппаратура и оборудование для геофизических методов исследования скважин.
5. **Дьяконова Т.Ф.** Применение ЭВМ при интерпретации данных геофизических исследований скважин.
6. Научно-технический вестник. Каротажник № 77
7. **Коноплев Ю.Г и др.** Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений.

Лабораторная работа № 1

ИЗМЕРЕНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД, МИНЕРАЛИЗАЦИИ И ПЛОТНОСТИ

Цели работы:

1. Ознакомление с приборами по определению удельного сопротивления пластовых вод (бурового раствора), минерализации и плотности.
2. Определение удельного сопротивления пластовой воды при помощи прибора или по номограмме при температуре окружающей среды.
3. Определение плотности минерализованной воды при помощи лабораторных весов.
4. Определение минерализации пластовой воды при помощи нагревательной установки.

Общие сведения

Удельным сопротивлением называется величина Ом/ м которая характеризует сопротивление прохождению тока по минерализованной воде, буровому раствору, горной породе при длине образца 1 метр.

Описание лабораторного оборудования

Лабораторные весы с верхним пределом 600 грамм и точностью 0.1 гр.
Термометр с пределом измерения 0-100 ° С.
Мензурка на 100 мл. и нагревательная колба.
Нагревательный элемент.

Порядок выполнения работы

Определение плотности минерализованной воды (бурового раствора)

1. Измерить вес мензурки и записать результат.
2. Налить в мензурку 50 мл минерализованной воды и снова измерить вес.
3. Измерить температуру воды и записать результат.
4. Рассчитать массу минерализованной воды, m : п.п2 – п.п1.
5. Рассчитать плотность минерализованной воды $\rho = \frac{m}{V}$, где m - масса воды в граммах, а V – мл.
 $1 \text{ мл} = \text{см}^3$
6. Произвести три замера плотности и рассчитать среднее арифметическое.

Определение минерализации воды

1. Измерить вес нагревательной колбы и записать результат.
2. В колбу налить 50 мл.
3. Замерить температуру окружающей среды.
4. Колбу с минерализованной водой поставить в нагреватель.
5. После испарения воды нагреватель отключить, а колбу снять и поставить на специальную подставку.
6. После достижения телом колбы температуры окружающей среды снова ее взвесить и результат записать.
7. Рассчитать концентрацию соли NaCl в г/мл.
8. По концентрации NaCl и температуре минерализованной воды по таблице 1. определить плотность и сравнить с рассчитанной плотностью.

Содержание твердого хлористого натрия в растворах различной плотности

Плотность раствора при 20° С, г/см ³	Содержание хлористого натрия		Плотность раствора при 20° С, г/см ³	Содержание хлористого натрия		Плотность раствора при 20° С, г/см ³	Содержание хлористого натрия	
	в 100 г (%)	г/л		в 100 г (%)	г/л		в 100 г (%)	г/л
1,005	1	10,1	1,071	10	107,1	1,140	19	217
1,013	2	20,3	1,078	11	118	1,148	20	230
1,020	3	30,6	1,086	12	130	1,156	21	243
1,027	4	40,1	1,093	13	142	1,164	22	256
1,034	5	51,7	1,101	14	154	1,172	23	270
1,041	6	62,5	1,109	15	166	1,180	24	283
1,049	7	73,4	1,116	16	179	1,189	25	297
1,056	8	84,5	1,124	17	191	1,197	26	311
1,063	9	95,6	1,132	18	204	1,200	26,4	318

Определение удельного сопротивления пластовой воды

1. По концентрации C , г/л и по температуре окружающей среды по номограмме определить удельное сопротивление минерализованной воды.
2. По заданным параметрам - глубине залегания интервала отбора пробы пластовой воды и по температурному градиенту определить плотность и удельное сопротивление минерализованной воды в пластовых условиях.

Контрольные вопросы и задания

1. Что такое удельное сопротивление пластовой воды, бурового раствора, фильтрата бурового раствора и горной породы?
2. Как изменяется удельное электрическое сопротивление с ростом температуры.
3. Как изменяется плотность минерализованной воды с увеличением концентрации NaCl ?
4. Как изменяется удельное электрическое сопротивление минерализованной воды с увеличением концентрации NaCl, но при постоянной температуре?

Лабораторная работа № 2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Цели работы:

1. Ознакомление с прибором по определению удельного сопротивления горных пород БКЗ
2. По данным БКЗ определить удельное сопротивление пласта.
3. Выбрать интервал обработки проницаемого пласта по диаграмме или по компьютерной программе имитации записи каротажа .
4. Определение удельного сопротивления по комплекту палеток.

Общие сведения

Удельным сопротивлением называется величина Ом/ м которая характеризует сопротивление прохождению тока по горной породе при длине образца 1 метр.

Горные породы в разрезе характеризуются различным значением удельного сопротивления. БКЗ и БК не проводится в скважинах заполненных буровым раствором приготовленном на углеродной или нефтяной основе. В обсаженных скважинах каротаж БКЗ и БК также не проводится.

Описание лабораторного оборудования

Комплект диаграмм градиент зондов. Альбом палеток и номограмм.
Программа имитационного проведения каротажа.
Копировальный аппарат.

Порядок выполнения работы

Определение удельного сопротивления пласта

1. Выбрать пласт под обработку по диаграммам градиент зондов или из таблицы 2 по вариантам. Для таблицы 2 для всех заданий диаметр долота принимается равным 0.215 м.

Таблица 2.

№	h, м	ρ , Ом.м	ρ в.м, Ом.м	L=0.45	L=1.05	L=2.25	L=4.24	L=8.25	ρ п, Ом.м	ρ зп, Ом.м	D, м
1	14,2	3,2	6	29	50	30	6,5	2			
2	12	1,5	5	20	55	97	186	280			
3	10	2,8	4	12	20	6	2,4	1,4			
4	12,7	2,2	5	31	71	140	130	93			

2. Рассчитать отношения ρ_c / ρ_k и $AO / d_{скв}$.
3. Положить кальку на палетку двухслойных кривых и отложить расчетные значения на кальку.
4. Определить удельное сопротивление заданного под обработку пласта и полученное значение занести в таблицу 2.

Контрольные вопросы и задания

1. Что такое удельное сопротивление горной породы?
2. Как определить водонасыщенный пласт только по ρ_k ?
3. Как по диаграммам БКЗ выделить интервалы залегания глинистых толщ?

Лабораторная работа № 3

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОРОД ЭКРАНИРОВАННЫМИ ЗОНДАМИ

Цели работы:

1. Ознакомление с прибором по определению удельного сопротивления горных пород БК
2. По данным БК определить удельное сопротивление вмещающих пород.
3. Выбрать интервал вмещающих пород по диаграмме или по компьютерной программе имитации записи каротажа.

Общие сведения

Над пластом в кровле и под подошвой находятся, как правило, глины. Эти участки разреза называются вмещающими породами.

Описание лабораторного оборудования

Комплект диаграмм БК. Альбом палеток и номограмм.
Программа имитационного проведения каротажа.
Копировальный аппарат.

Порядок выполнения работы

Определение удельного сопротивления вмещающих пород.

1. Выбрать пласт под обработку по диаграммам градиент зондов или из таблицы 3 по вариантам. В числителе значение вмещающих пород над кровлей, а в знаменателе – под подошвой.

Таблица 3.

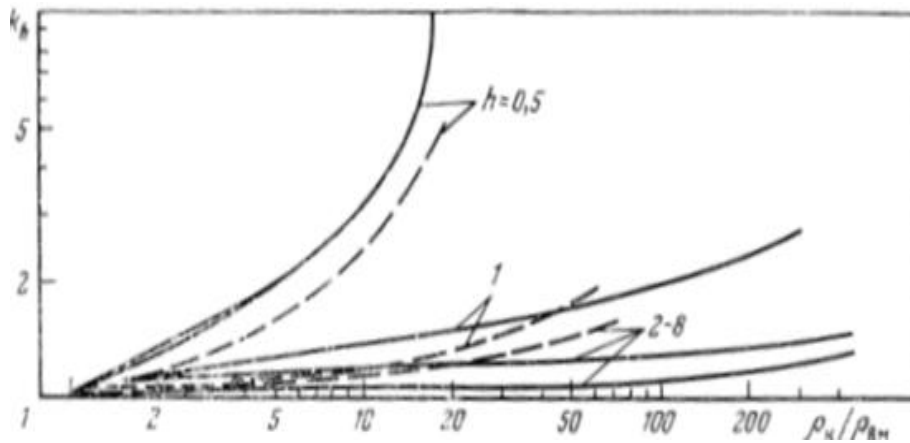
№1 3.5/4.2	№2 4/5	№3 4.8/4.6	№4 5.1/ 6.3	№5 6.1/7.4
------------	--------	------------	-------------	------------

2. Рассчитать отношения $(\rho_{кк} + \rho_{кп})/2$.
3. Записать полученное значение как $\rho_{вм}$.

Определение удельного сопротивления пород.

1. Снимается значение ρ_k в обрабатываемом пласте и $\rho_{вм}$.
2. Определяется мощность пласта и пласт приводится к условиям бесконечной мощности:

$$\rho_k^\infty = k_h \cdot \rho_k$$



Номограмма для определения k_h для зонда БК-3. Сплошные кривые - $\frac{\rho_{вм}}{\rho_c} = 1$ и

пунктирные кривые для $\frac{\rho_{вм}}{\rho_c} = 10$.

3. Если зона проникновения отсутствует или она глубока, то удельное сопротивление пород:

$$\rho_n = k_d \cdot (\rho_k^\infty - B_c \cdot \rho_c),$$

где поправки k_d и B_c для аппаратуры АБК-3 берутся из таблицы 4.

Таблица 4.

d_c	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4
k_d	1.2	1.3	1.4	1.48	1.56	1.64
B_c	0.167	0.232	0.285	0.325	0.36	0.39

Если зона проникновения велика, то принимается что $\rho_n = \rho_{зн}$.

Контрольные вопросы и задания

1. Что такое фокусировка тока, применяемая в БК?
2. Как определить водонасыщенный пласт только по БК?

3. Как по диаграммам БК выделить интервалы залегания глинистых толщ?

Лабораторная работа № 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОЙ ПРОВОДИМОСТИ ПОРОД

Цели работы:

1. Ознакомление с прибором по определению удельной проводимости горных пород ИК
2. По данным ИК определить удельную проводимость обрабатываемого пласта.
3. Выбрать интервал обработки по диаграмме ИК или по компьютерной программе имитации записи каротажа.

Общие сведения

Удельная проводимость пород обратная величина удельному сопротивлению горных пород: $\delta_k = \frac{1}{\rho_k}$, мСим/м. Каротаж ИК можно проводить в сухих необсаженных скважинах и в скважинах заполненных буровым раствором на нефтяной основе. Кажущаяся электропроводность конечного пласта с наличием зоны проникновения:

$$\delta_k = B_p \cdot \delta_p + B_{zn} \cdot \delta_{zn} + B_{вм} \cdot \delta_{вм} + B_n \cdot \delta_n,$$

где δ_i и B_i - электропроводимость и геометрические факторы соответственно скважины, зоны проникновения, вмещающих пород, горной породы.

Описание лабораторного оборудования

Комплект диаграмм ИК. Альбом палеток и номограмм.
Программа имитационного проведения каротажа.
Копировальный аппарат.

Порядок выполнения работы

Определение удельной проводимости пласта

1. Выбрать пласт под обработку по диаграммам индукционного зонда или из таблицы 5 по вариантам. Зонд 6Ф1. Значения даны в мСим.м

Таблица 5.

№1	250	№2	300	№3	275	№4	340	№5	223
----	-----	----	-----	----	-----	----	-----	----	-----

2. Определяют отклонение прибора от оси скважины (эксцентриситет).

$$\varepsilon = 2 \cdot a / d_c,$$

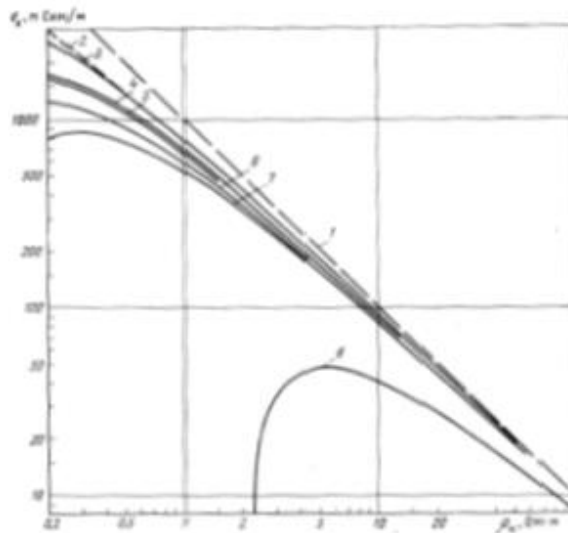
где a – расстояние между осью скважины и осью зонда, d_c -диаметр скважины. Диаметр прибора 105 мм.

3. По таблице, для зонда 6Ф1, по ε $d_c=0.2$ м $B_p = -0.0015$.

4. Определяют поправку за скважинные условия, $\rho_{\sigma p}$ -удельное сопротивление бурового раствора:

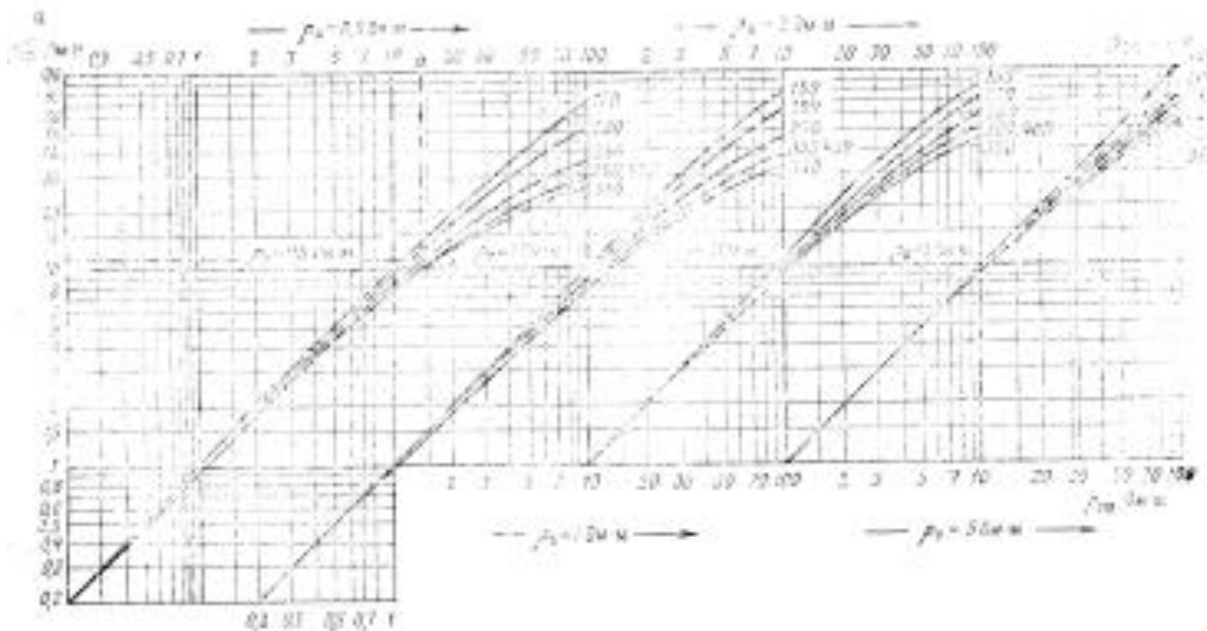
$$\Delta\delta_p = B_p \cdot \frac{1000}{\rho_{бр}}$$

5. От δ_k вычитают поправку $\Delta\delta_p$ и вводят поправку за скин-эффект (влияние вихревых токов) по номограмме.



№ 30. Зависимость $B_p=f(f, \rho_{бр})$ для учета влияния скин-эффекта.
 — кривые: 1—1000/Ω·м, 2—1000/Ω·м, 3—1000/Ω·м, 4—1000/Ω·м, 5—1000/Ω·м, 6—1000/Ω·м, 7—1000/Ω·м, 8—1000/Ω·м, 9—1000/Ω·м, 10—1000/Ω·м, 11—1000/Ω·м, 12—1000/Ω·м, 13—1000/Ω·м, 14—1000/Ω·м, 15—1000/Ω·м, 16—1000/Ω·м, 17—1000/Ω·м, 18—1000/Ω·м, 19—1000/Ω·м, 20—1000/Ω·м.

6. Поправка за зону проникновения в случае ее отсутствия или запись проведена одиночным зондом не вносится, т.е $\Delta\delta_{zn}=0$ и $\Delta\delta_{вм}=0$ или учет производится по палетке:



Вносится поправка за влияние конечной мощности пласта по палеткам. Пример палетки приведен на следующем рисунке:

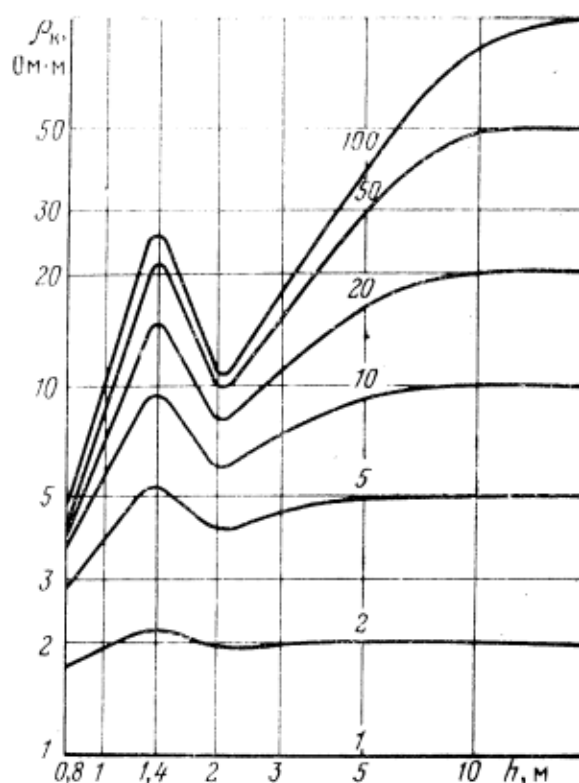


Рис. 48. Палетка для исправления показаний зонда 6Ф1 за влияние конечной мощности пласта.

Шифр кривых палетки ρ_k^∞ - т.е. пласт приводится к условиям бесконечной мощности пласта.

Контрольные вопросы и задания

1. В каких скважинах применяют ИК?
2. Как определить водонасыщенный пласт по ИК?
3. Как по диаграммам ИК выделить интервалы залегания глинистых толщ?

Лабораторная работа № 5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛИНИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРА ПО ПС

Цели работы:

1. Произвести обработку диаграммы ПС и определить параметр α в обрабатываемом пласте.
2. По корреляционной связи α ПС с коэффициентом объемной глинистости данного месторождения определить K_{zt} данного обрабатываемого пласта.
3. По корреляционной связи α ПС с коэффициентом общей пористости данного месторождения определить K_n данного обрабатываемого пласта.

Общие сведения

ПС является одним из признаков выделения коллекторов. Отрицательная наибольшая амплитуда ПС на данной диаграмме соответствует, как правило, чистому водонасыщенному песчанику и принимается за опорный пласт. По ПС выделяются глины, проницаемые пласты. Параметр α_{nc} используется при расчете коэффициента пористости.

Описание лабораторного оборудования

Комплект диаграмм ПС. Альбом палеток и номограмм.

Программа имитационного проведения каротажа. Линейка.

Копировальный аппарат. Программа предварительной интерпретации.

Порядок выполнения работы

Определение параметра α_{nc}

1. Выбрать пласт под обработку по диаграммам ПС или из таблицы 6.

Таблица 6.

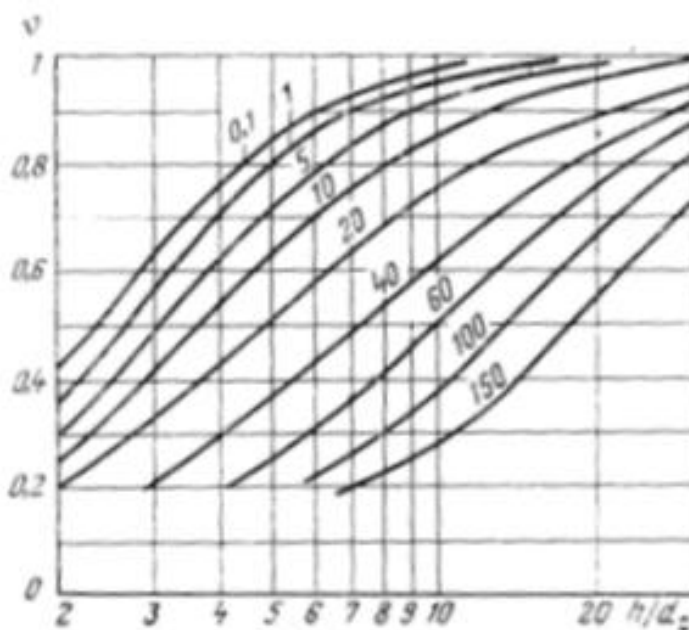
$U_{опор} = 48 мв$	$U_{пл} = 25 мв$	$h_{пл} = 12.6 м$	$L_{скв} = 1500 м$	$\rho_c^{20} = 3.1 Ом.м$
--------------------	------------------	-------------------	--------------------	--------------------------

Примечание: температурный градиент принять равным 3.5 град/100 м.

2. Провести условную линию глин и при помощи линейки измерить расстояние от линии глин до значения ПС в обрабатываемом пласте и в опорном. Затем расстояния в см умножаем на масштаб записи ПС.

3. Привести показания снятые в опорном и обрабатываемом пласте к условиям бесконечной

мощности, $E_{опор}^{\infty} \cdot E_{пл}^{\infty} = \frac{E}{\nu}$



Шифр номограммы $\frac{\rho_n}{\rho_c}$ при $\frac{\rho_{вм}}{\rho_c} = 1$

4. Рассчитать α ПС: $\alpha_{nc} = \frac{E_{пл}^{\infty}}{E_{опор}^{\infty}}$.

5. По корреляционной связи α ПС с коэффициентом объемной глинистости данного месторождения определить $K_{гл}$ данного обрабатываемого пласта.

6. По корреляционной связи α ПС с коэффициентом общей пористости данного месторождения определить K_n данного обрабатываемого пласта

Контрольные вопросы и задания

1. Какие литологические разности выделяются по ПС ?
2. Какие параметры можно определить по α_{nc} ?
3. Какой пласт принимается за опорный в диаграмме по данной скважине?

Лабораторная работа № 7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛИНИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРА ПО ГК

Цели работы:

1. Произвести обработку диаграммы ГК и определить параметр ΔI_γ .
2. Определить массовую глинистость обрабатываемого пласта.

Общие сведения

ГК является одним из признаков выделения коллекторов. Диаграмма ГК отражает естественную радиоактивность горных пород. Положительная амплитуда ГК на данной диаграмме соответствует, как правило, глинам, а отрицательные отклонения соответствуют проницаемым пластам. По ГК выделяются глины, проницаемые пласты и радиоактивные породы. Параметр ΔI используется при расчете коэффициента массовой глинистости.

Описание лабораторного оборудования

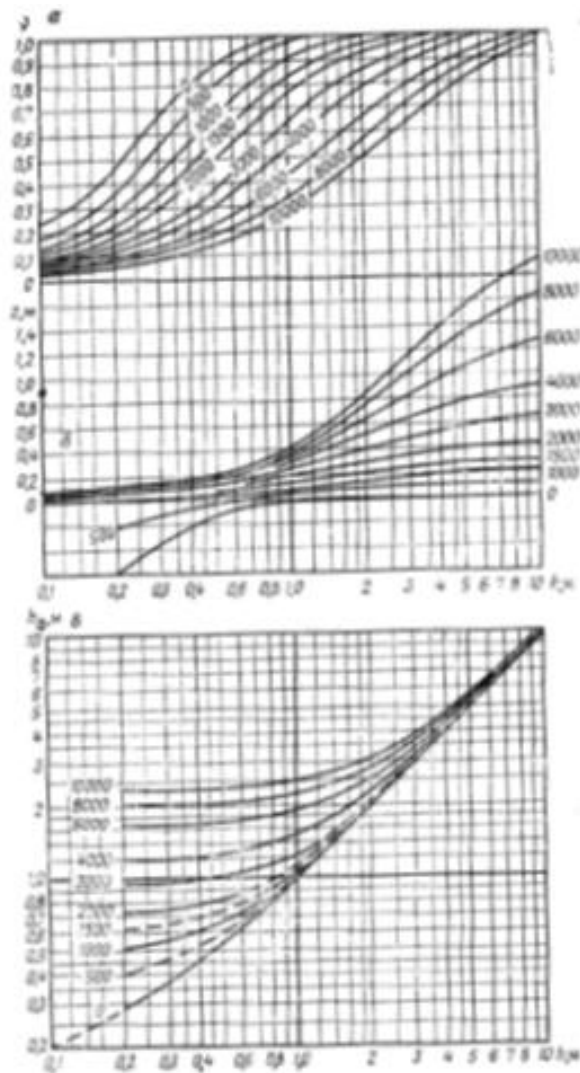
Комплект диаграмм ИК. Альбом палеток и номограмм.
Программа имитационного проведения каротажа.
Копировальный аппарат.

Порядок выполнения работы

1. В обрабатываемом пласте снимем показания ΔI и приведем к условиям бесконечной мощности пласта.

$$\Delta I^\infty = \frac{\Delta I - \Delta I_{\text{вм}}}{\nu} + \Delta I_{\text{вм}},$$

где ΔI - показания в пласте и во вмещающих породах под подошвой пласта,
 ν - определяется по следующей номограмме:

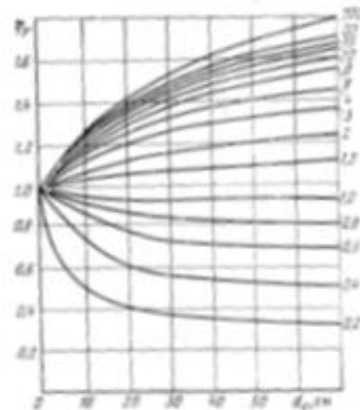


Шифр кривых $\nu \cdot \tau$. Скорость записи 400 м/час, постоянная преобразования 12 сек.

Полученная таким образом ΔI^∞ приводится к стандартным условиям по формуле:

$$I_{cm} = (\Delta I^\infty - I_\phi) \cdot \eta_\gamma + I_\phi,$$

где I_ϕ - атмосферное значение фона, η_γ - поправка определяется от дс. Шифр кривых $\frac{q_n}{q_p}$ - отношение радиоактивности пород и бурового раствора заменяем на



Палетка для определения поправки в зависимости от дс. Шифр кривых q_n/q_p .

опорные пласты. Таким образом $\Delta I_{\gamma} = \frac{\Delta I^{\infty} - \Delta I_{\min}}{\Delta I_{\max} - \Delta I_{\min}}$,

где min показаний выбираем во всем разрезе между двумя пластами глин, а max показания примем в глинах.

2. По корреляционной связи ΔI_{γ} с коэффициентом массовой глинистостью данного месторождения можно определить C_{2l} данного обрабатываемого пласта, рис. 1.

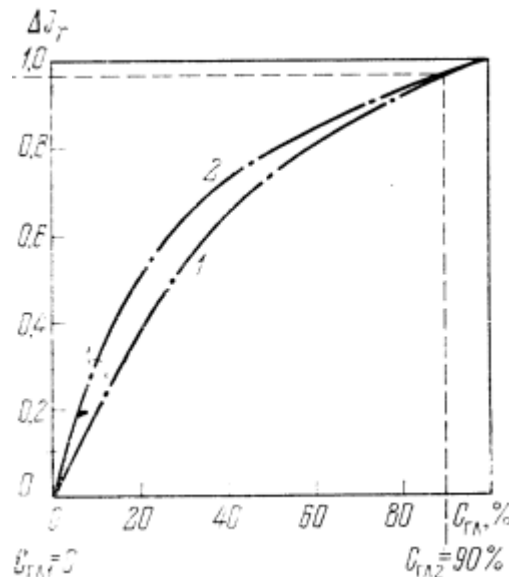


Рис 1. Зависимость относительной интенсивности от массовой глинистости: 1- для отложений Волго-Уральской провинции и 2- для Центральных районов.

3. По корреляционной связи ΔI с коэффициентом общей пористости данного месторождения определить K_n данного обрабатываемого пласта, если эта зависимость известна.

Лабораторная работа № 8

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРА ПО НГК

Цели работы:

1. Произвести обработку диаграммы НГК и определить параметр ΔI в обрабатываемом пласте.
2. По корреляционной связи ΔI с коэффициентом объемной глинистости данного месторождения определить K_{2l} данного обрабатываемого пласта.
3. По корреляционной связи ΔI с коэффициентом общей пористости данного месторождения определить K_n данного обрабатываемого пласта.

Общие сведения

Диаграмма НГК отражает естественную пористость горных пород. Но на показания НГК кроме пористости оказывают влияние скважинные условия и геологические. Поэтому обработка ведется с учетом поправок.

Описание лабораторного оборудования

Комплект диаграмм НГК и ГК. Альбом палеток и номограмм.
 Программа имитационного проведения каротажа. Линейка.
 Копировальный аппарат. Программа предварительной интерпретации.

Порядок выполнения работы

Определение параметра ΔI

1. Выбрать пласт под обработку по диаграммам НГК и ГК или из таблицы 7 по вариантам.
Таблица 7.

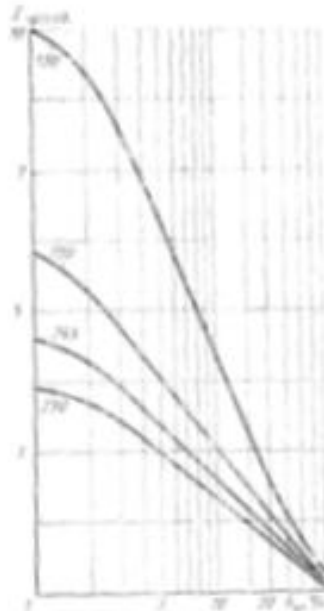
$J=2.31$ усл.ед	$\Delta I = 2.8$ мкР/ч	$J=2.27$ усл.ед	$\Delta I = 1.8$ мкР/ч	$n_{гк} / n_{нгк} = 400 / 6000$
-----------------	------------------------	-----------------	------------------------	---------------------------------

2. Провести условную линию глин и при помощи линейки измерить расстояние от линии глин до значения ГК в обрабатываемом пласте и снять показания НГК. Значения снимаем со шкал.
3. Внесем в показания НГК поправку за влияние ГК:

$$J = J - \Delta I \cdot \frac{n_{гк}}{n_{нгк}} \cdot \kappa_{\gamma},$$

где n – число импульсов в мин, κ_{γ} - 0.4 коэффициент учитывающий различную эффективность в каналах ГК и НГК для аппаратуры ДРСТ-3.

4. Определяем пористость по основной зависимости для пласта известняка.

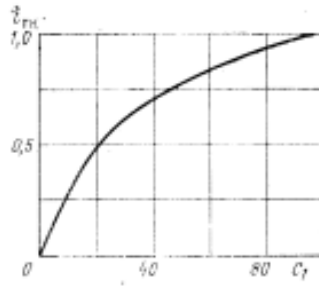


Основная зависимость показаний НГК от пористости по пласту известняка с учетом диаметра скважины, K_p .

5. Внесем поправку $\Delta \kappa_{кп}^{\delta_c}$ за влияние плотности промывочной жидкости (δ_c) по альбому палеток
6. Внесем поправку $\Delta \kappa_{кп}^{h_{гк}}$ за влияние глинистой корки ($h_{гк}$) по альбому палеток.
7. Внесем поправку $\Delta \kappa_{кп}^{лит}$ за влияние литологии (лит) по альбому палеток.
8. Вычисляем двойной разностный параметр:

$$\Delta i_{\gamma} = \frac{\Delta I - \Delta I_{\min}}{\Delta I_{\max} - \Delta I_{\min}}.$$

9. По обобщенной зависимости определим массовую глинистость:



Обобщенная зависимость двойного разностного параметра от массовой глинистости.

10. Рассчитаем пористость с учетом поправок, учитывая знаки поправок:

$$k_n^{HГК} = K_{п} + \Delta k_{кп}^{\delta_c} + \Delta k_{кп}^{h_{зк}} + \Delta k_{кп}^{h_{зк}} + \Delta k_{кп}^{лит}$$

Контрольные вопросы и задания

1. Почему пористость определяется по чистому пласту известняка?
2. Как рассчитывается двойной разностный параметр?
3. Какие пласты принимаются за опорные?

Лабораторная работа №9

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРА ПО АК

Цели работы:

1. Произвести обработку диаграммы АК и определить пористость без учета глинистости в обрабатываемом пласте.
2. Рассчитать пористость обрабатываемого пласта с учетом глинистости по формуле Тверь - геофизики.

Общие сведения

АК является одним из признаков выделения коллекторов. Диаграмма АК отражает естественную пористость горных пород.

Описание лабораторного оборудования

Комплект диаграмм АК. Альбом палеток и номограмм.
 Программа имитационного проведения каротажа. Линейка.
 Копировальный аппарат. Программа предварительной интерпретации.

Порядок выполнения работы

Определение параметра Δt

1. Выбрать пласт под обработку по диаграммам АК или из таблицы 2 по вариантам.

Таблица 8

$\Delta t = 356 \text{ мсек/м}$	$\Delta t = 256 \text{ мсек/м}$	$\Delta t = 456 \text{ мсек/м}$	$\Delta t = 185 \text{ мсек/м}$	$\Delta t = 330 \text{ мсек/м}$
---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------

2. Рассчитать коэффициент пористости без учета глинистости:

$$k_n^{AK} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{жс} - \Delta t_{ck}}$$

3. Рассчитать коэффициент пористости с учетом объемной глинистости:

$$k_n^{AK} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{жс} - \Delta t_{ck}} - k_{зл} \frac{\Delta t_{зл} - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{жс} - \Delta t_{ck}}$$

4. Рассчитать коэффициент пористости по [6] и сопоставить результаты.

$$\Delta t = 1681 \cdot [k_n^2 (1 - \alpha_{нс})]^2 + 165$$

Данная зависимость хорошо согласуется с керном.

Контрольные вопросы и задания

1. Какие параметры входят в уравнение среднего времени?
2. В каком материале скорость пробега выше по обсадной колонне или цементном камне?
3. Как определяется коэффициент объемной глинистости, $k_{зл}$?