

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

Кафедра морского
нефтегазового дела

**РАСЧЕТ ГЕОЛОГО-
ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
ПЛАСТА ПО
ПЕТРОФИЗИЧЕСКИМ
ЗАВИСИМОСТЯМ**

*Методические указания к выполнению расчетно-
графической работе по дисциплине «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

Составители – Кортаев Борис
Александрович, доцент кафедры морского
нефтегазового дела,
Костин Дмитрий Алексеевич, доцент, к. г.-м.
н. кафедры морского нефтегазового дела.

Методические указания рассмотрены и
одобрены кафедрой морского нефтегазового
дела 17 января 2019 г., протокол №5/18.

Рецензент – Васёха Михаил Викторович,
доктор технических наук, директор
Института арктических технологий МГТУ.

*Электронное издание подготовлено в
авторской редакции*

Мурманский государственный технический университет
183010, Мурманск, ул. Спортивная д. 13 тел. (8152) 25-40-72
Уч.-изд. л. 1,125. Заказ 2540

Мурманский государственный технический университет, 2019

©Б. А. Кортаев, 2019

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	3
Метод потенциала собственной поляризации (ПС)	3
1. Расчет пористости и плотности по корреляционным зависимостям при заданных значениях $\alpha_{\text{ПС}}$	10
1.1 Петрофизическая корреляционная связь пористости с $\alpha_{\text{ПС}}$	11
1.2 Корреляционная связь плотности с пористостью	12
2. Расчет массовой глинистости ($C_{\text{гл}}$) через пористость по корреляционной зависимости при заданных значениях $\alpha_{\text{ПС}}$	14
2.1 Расчет массовой глинистости	14
2.2 Расчет и построение графиков распределения проницаемости по латерали и вертикали (перпендикулярно к напластованию)	14
2.3 Расчет и построение графика проницаемости распределенной по латерали	15
Контрольные вопросы	17
Варианты заданий	17
Список литературы	Ошибка! Закладка не определена.

ВВЕДЕНИЕ

Расчетно-графическая работа по дисциплине «Промысловая геофизика» является важным элементом учебного процесса и предусмотрена учебным планом.

Метод потенциала собственной поляризации (ПС)

При исследовании скважин этим методом изучаются естественные электрические поля, возникающие в скважине и породах, в результате физико-химических процессов. Главную роль в формировании естественных электрических полей в скважине, заполненных буровым раствором на водной основе, играют потенциалы диффузионного происхождения. При исследовании методом ПС, регистрирую диаграмму изменения по разрезу скважины разность потенциалов между электродом М, перемещаемым по стволу скважины, а другой электрод N расположен у скважины и обеспечивает контакт с землей. Пример каротажной диаграммы с кривой ПС приведен на рис.1.

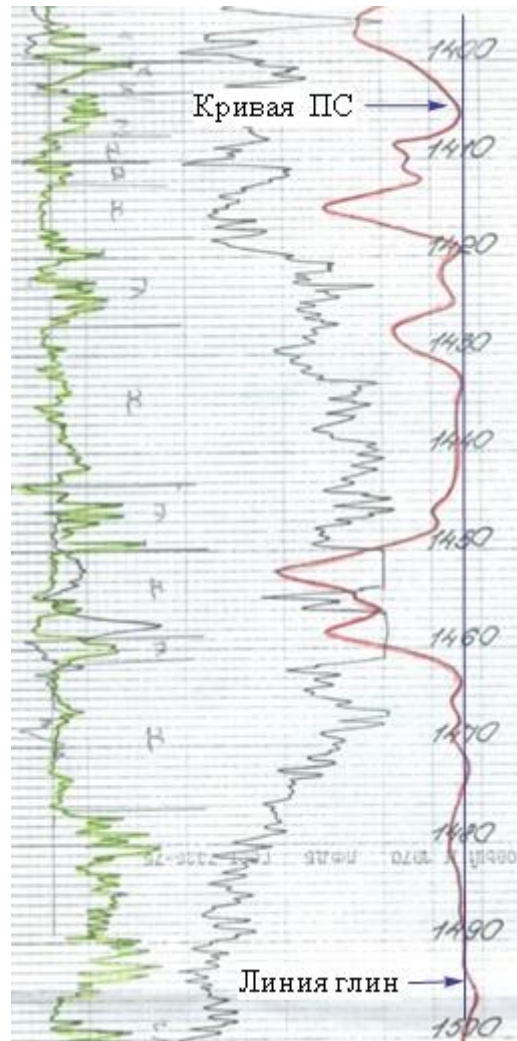


Рис.1. Пример каротажной диаграммы.

Принципиальная схема регистрации ПС приведена на рис. 2.

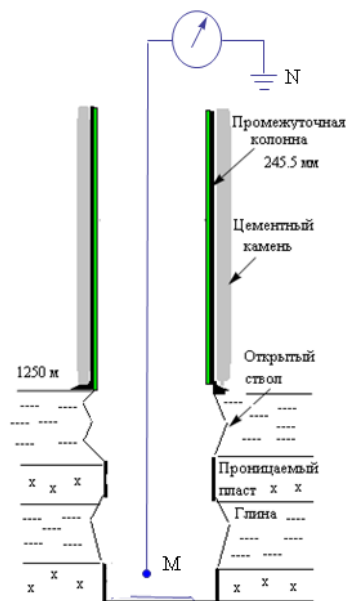


Рис.2 Принципиальная схема регистрации кривой ПС в скважине

При регистрации ПС измеряется разность потенциалов, которая образуется между электродами М и N. Эта разность потенциалов отражает естественное электрическое поле, которое образуется в скважине. Исследования методом ПС проводят, регистрируя диаграмму изменения по разрезу скважины разности потенциалов между электродом М, перемещающимся по стволу скважины, и электродом N, расположенным на земной поверхности близ устья скважины [2]. Рассмотрим механизмы образования электродвижущей силы (ЭДС) в скважинах.

Диффузионная ЭДС

При непосредственном контакте растворов электролита различной концентрации на границе растворов, в результате диффузии ионов, на которой диссоциирует электролит, из раствора большей концентрации в раствор меньшей концентрации, возникает двойной электрический слой с разностью потенциалов E_d (милливольты):

$$E_d = \frac{RT}{nF} \frac{U - V}{U + V} \ln \frac{C_1}{C_2}$$

E_d – диффузионная ЭДС, R – газовая постоянная, T – температура в K, n – валентность электролита, U – подвижность катиона, V – подвижность аниона, C_1 C_2 – концентрация растворов, F – число Фарадея.

В пластовых водах, нефтяных и газовых месторождений и в буровом растворе, наиболее распространенной является поваренная соль NaCl, диссоциирующая в водном растворе на катионы Na^+ и анионы Cl^- и при $U = 40$, а $V = 60$, E_d примет значение:

$$E_d = - 11,6 \lg \left(\frac{C_1}{C_2} \right)$$

Таким образом, диффузионная разность потенциалов возникает при различной концентрации C_1 C_2 и подвижностей U и V. Величина и знак диффузионной ЭДС зависят при постоянной температуре от химического состава электролитов в растворах и соотношения граничащих растворов.

Диффузионно-адсорбционная ЭДС

Если растворы 1 и 2 разделены пористой перегородкой, то величина и знак, возникающий у диффузионной ЭДС, зависит также от размеров форм перегородки. Это происходит потому что, диффузия катионов и анионов из растворов большей в раствор меньшей концентрации. При прохождении их через поровые каналы перегородки вовлекаются подвижные катионы внешней обкладки двойного слоя, расположенного на поверхности твёрдой фазы скелета перегородки. Выражение для данного случая будет иметь вид:

$$E_{\text{да}} = K_{\text{да}} \lg\left(\frac{C_1}{C_2}\right)$$

$K_{\text{да}}$ – коэффициент диффузионно-адсорбционной ЭДС:

$$-11,6 \text{ mv} < K_{\text{ДА}} < 58 \text{ mv}, \text{ при } t=20^{\circ}\text{C}.$$

При исследовании коллекции образцов терригенных образцов, роль крупнопористой перегородки играет чистый неглинистый песчаник с размерами пор в единицы и десятки микрометров. А роль «идеальной мембраны» исполняет тонкая тонкодисперсная глина. Этим породам для растворов NaCl соответствует значение $-11,6 \text{ mv} < K_{\text{ДА}} < 58 \text{ mv}$, при $t=20^{\circ}\text{C}$. В лабораторных условиях применяют электрохимическую ячейку, содержащую отделение с растворами различной концентрации и перегородку. В качестве перегородки используется образец горной породы. На рис.3 приведена схема лабораторной установки для измерения диффузионных и диффузионно-адсорбционных ЭДС на образцах породы [2].

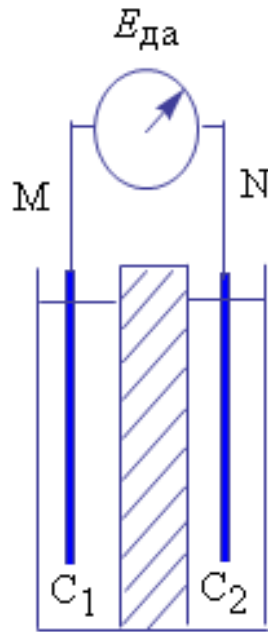


Рис.3. Схема лабораторной установки

Электрохимические поля диффузионного происхождения в скважине

Естественное электрическое поле диффузионного происхождения в скважине можно рассмотреть на примере пласта песчаника, залегающего в глинах (рис.4). На границах скважина – глина, скважина – песчаник и пласта песчаника с вмещающими его глинами возникают двойные слои, обусловленные диффузией солей, растворенных в пластовых водах и буровом растворе (рис.4).

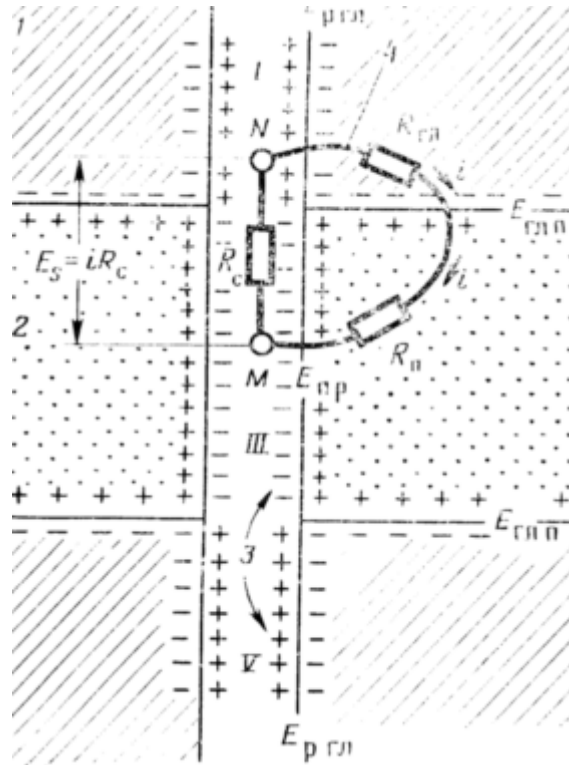


Рис.4. Естественное электрическое поле диффузионного происхождения в пласте песчаника, залегающего в глинах.

В скважине против границ пласта регистрируется потенциал $\Delta U_{\text{пс}}$:

$$\Delta U_{\text{пс}} = i R_c = E_s - i(R_{\text{гл}} - R_{\text{п}})$$

E_s – статическое значение, $R_{\text{гл}}$ – сопротивление глин, $R_{\text{п}}$ – сопротивление песчаника

$$\alpha_{\text{пс}} = (\Delta U_{\text{пс}}) / (E_s)$$

где $\alpha_{\text{пс}}$ – относительная амплитуда

В отличие от диаграмм сопротивления и других методов ГИС не имеет нулевой линии, поскольку регистрируется разность потенциалов. Диаграмма ПС используется для литологического расчленения терригенного и карбонатного разреза с выделением в терригенном разрезе пластов песчаника, глин и промежуточных литологических разностей (то есть с различной глинистостью).

При низких значениях минерализации бурового раствора и пластовых вод, кривая ПС неинформативна. ПС также не применяют, если скважина разбурена с использованием раствора на нефтяной и углеводородной основе [2]. Промысловая геофизика связана с петрофизикой через корреляционные связи.

Петрофизика - научная дисциплина, изучающая физические свойства горных пород и закономерности их изменений, проявляющиеся при взаимодействии с физическими полями различной природы. Современная промысловая геофизика использует все виды физических полей (электрические, электромагнитные, тепловые, ядерных излучений, гравитационное, механических напряжений) и решает как научные проблемы планетарной геофизики, так и проблемы обеспечения человечества минерально-сырьевыми и энергетическими ресурсами, экологические проблемы. Как правило, ни одна проблема или геологическая задача не может быть решена каким-то одним из геофизических методов в отдельности. Отсюда следует необходимость применения комплекса методов для определения физических свойств горных пород и интерпретации получаемых результатов [3].

Цель РГР - систематизация и закрепление теоретических знаний, и развитие практических навыков по решению задач в области нефтегазового дела.

Задачами РГР являются:

- развитие навыков самостоятельной работы в области решения практических задач по оценке петрофизических зависимостей;
- подбор и систематизация теоретического материала, являющегося основой для решения практической задачи, развитие навыков самостоятельной работы с учебной и методической литературой;
- изучение характеристик пласта: пористости и проницаемости, массовой глинистости и плотности пласта;
- формулирование выводов по полученным результатам.

Выполнение РГР проводится студентом по конкретному варианту задания, который необходимо уточнить у преподавателя.

1. Расчет пористости и плотности по корреляционным зависимостям при заданных значениях $\alpha_{\text{пс}}$

$\alpha_{\text{пс}}$ – относительная амплитуда. Определяется по кривой ГИС и вычисляется [1]:

$$\alpha_{\text{пс}} = \frac{\Delta E}{\Delta E_{\text{оп}}},$$

где ΔE статическая амплитуда в обрабатываемом пласте и вычисляется по формуле: $\Delta E = \Delta E_{\text{пс}}/v$, $\Delta E_{\text{оп}}$ – статическая амплитуда опорного пласта. Для моделирования "работы" петрофизических зависимостей зададим значения $\alpha_{\text{пс}}$ при помощи оператора Seed Random.

По номеру зачетной книжки случайным образом формируем в среде Mathematica или Excel матрицу значений $\alpha_{\text{пс}}$. Если возникают трудности с формированием матрицы $\alpha_{\text{пс}}$ распределенной по интервалу глубин, то в таблице 1 можете найти сформированное задание.

$z = 610$ – номер зачетной книжки

Приведем пример формирования матрицы значений $\alpha_{\text{пс}}$ в среде Mathematica:

```
SeedRandom[610]; RandomReal[{0.5,1},20]
{0.6891149686358132,0.5058459051443525,0.6123775112437957,
0.632716260841245,0.6664167289168205,0.7797527310382841,
0.9557701541257708,0.9285064187368682,0.7316892866264234,
0.9986511781602616,0.5727504886278493,0.5959675638718439,
0.9477477623343302,0.8463888541504276,0.9103280554204877,
0.8586588135103559,0.6529500015898142,0.8839577524544572,
0.9317128358873636,0.5702184843648188}
```

Из Random формируем матрицу данных с округлением до двух знаков после запятой:

```
 $\alpha = \{0.68,0.505,0.612,0.632,0.666,0.779,0.955,0.928,0.731,0.998,$ 
 $0.572,0.595,0.943,0.846,0.91,0.858,0.652,0.883,0.931,0.57\};$ 
```

Формируем матрицу распределения α по глубине:

```
 $\alpha_{\text{пс}} = \{\{0.68, -1500\}, \{0.5, -1501\}, \{0.61, -1502\}, \{0.63, -1503\},$ 
 $\{0.66, -1504\}, \{0.77, -1505\}, \{0.95, -1506\}, \{0.92, -1507\}, \{0.73, -1508\},$ 
 $\{0.99, -1509\}, \{0.57, -1510\}, \{0.59, -1511\}, \{0.94, -1512\}, \{0.84, -1513\},$ 
```

{0.91, -1514}, {0.85, -1515}, {0.65, -1516}, {0.88, -1517}, {0.93, -1518},
 {0.57, -1519}};

Построим график изменения $\alpha_{пс}$ по глубине:

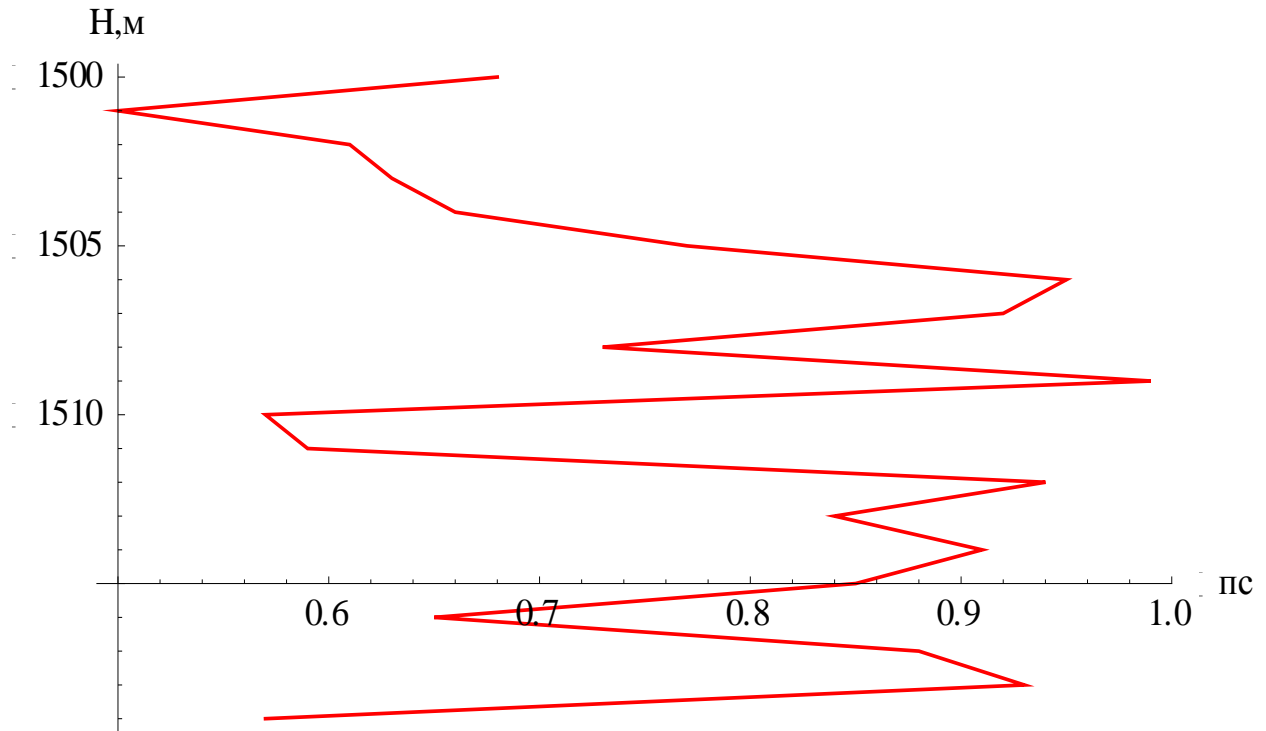


Рис.5. Распределение значения $\alpha_{пс}$ по глубине.

1.1 Петрофизическая корреляционная связь пористости с $\alpha_{пс}$

Петрофизическая корреляционная связь пористости (Кп) с $\alpha_{пс}$ выражается формулой:

$$Кп = (27.64 + 9.35 \cdot \text{Log}[\alpha]) / 100 \quad (1)$$

Формируем матрицу данных для построения графической зависимости распределения коэффициента пористости по глубине:

DataКп = {{0.24, -1500}, {0.21, -1501}, {0.23, -1502}, {0.23, -1503},
 {0.24, -1504}, {0.25, -1505}, {0.27, -1506}, {0.26, -1507},
 {0.24, -1508}, {0.27, -1509}, {0.22, -1510}, {0.23, -1511},
 {0.27, -1512}, {0.26, -1513}, {0.26, -1514}, {0.262, -1515}, {0.24, -1516},
 {0.26, -1517}, {0.27, -1518}, {0.22, -1519}};

Построим график зависимости пористости от глубины в д. е.

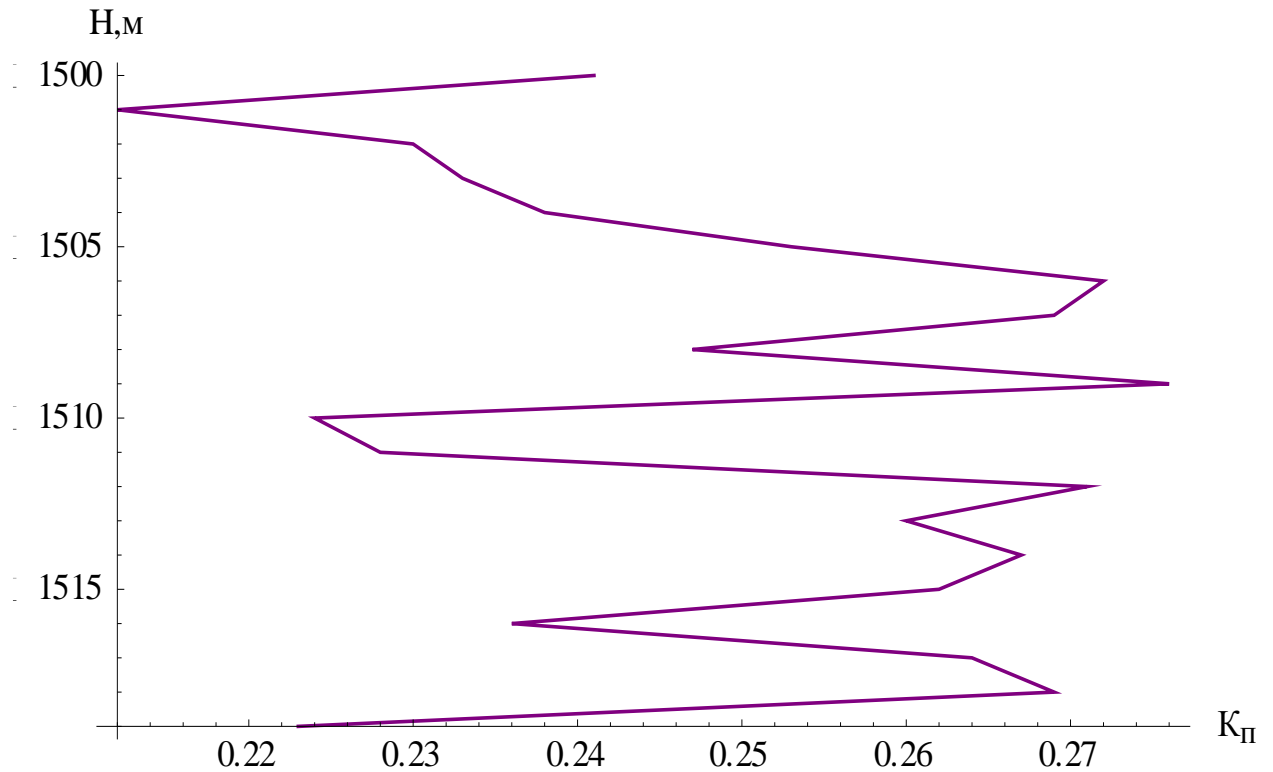


Рис. 6. График распределения пористости по глубине

1.2 Корреляционная связь плотности с пористостью

Корреляционная связь плотности (ρ) с пористостью, г/см³

$$\rho = 3.39 - 0.97 \cdot \text{Log}_{10}[\text{Кп} \cdot 100] \quad (2)$$

Формируем матрицу данных расчета плотности и с привязкой по глубине:

ρ
 = {{2.04, -1500}, {2.1, -1501}, {2.06, -1502}, {2.06, -1503}, {2.05, -1504},
 {2.02, -1505}, {1.99, -1506}, {2., -1507}, {2.03, -1508}, {1.99, -1509},
 {2.07, -1510}, {2.07, -1511}, {1.99, -1512}, {2.01, -1513}, {2., -1514},
 {2.014, -1515}, {2.05, -1516}, {2.02, -1517}, {2., -1518}, {2.08, -1519}};

Строим график распределения плотности по глубине:

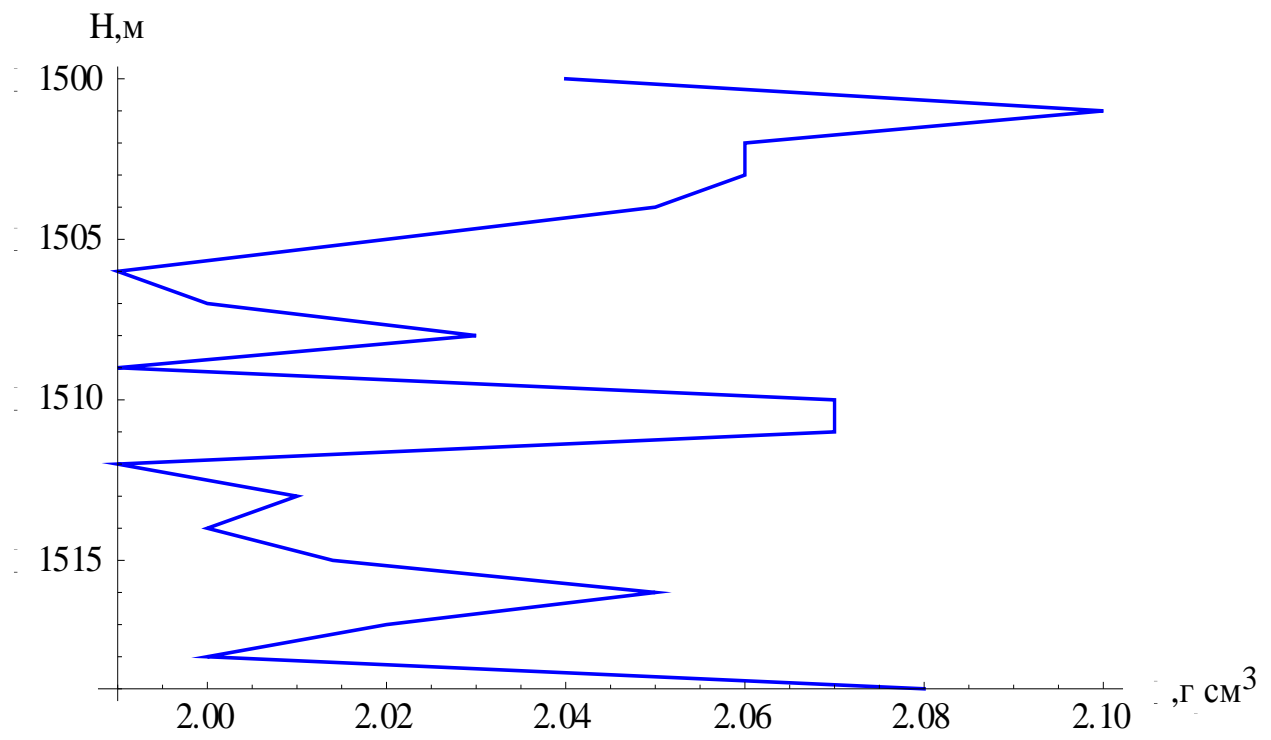


Рис. 3. График распределения плотности по глубине пласта

2. Расчет массовой глинистости ($C_{\text{гл}}$) через пористость по корреляционной зависимости при заданных значениях $\alpha_{\text{пс}}$

2.1 Расчет массовой глинистости

Петрофизическая зависимость массовой глинистости от пористости, ее можно использовать только для конкретного месторождения:

$$C_{\text{гл}} = 61 - 36.27 \cdot \text{Log}_{10}[\text{Кп} \cdot 100] \quad (3)$$

Формируем матрицу данных:

$$C_{\text{гл}} = \{ \{10.83, -1500\}, \{12.84, -1501\}, \{11.57, -1502\}, \{11.36, -1503\}, \\ \{11.04, -1504\}, \{10.1, -1505\}, \{8.95, -1506\}, \{9.11, -1507\}, \\ \{10.47, -1508\}, \{8.72, -1509\}, \{12., -1510\}, \{11.74, -1511\}, \\ \{9, -1512\}, \{9.63, -1513\}, \{9.22, -1514\}, \{9.54, -1515\}, \{11.16, -1516\} \\ , \{9.38, -1517\}, \{9.09, -1518\}, \{12.03, -1519\} \};$$

Строим график распределения массовой глинистости по глубине:

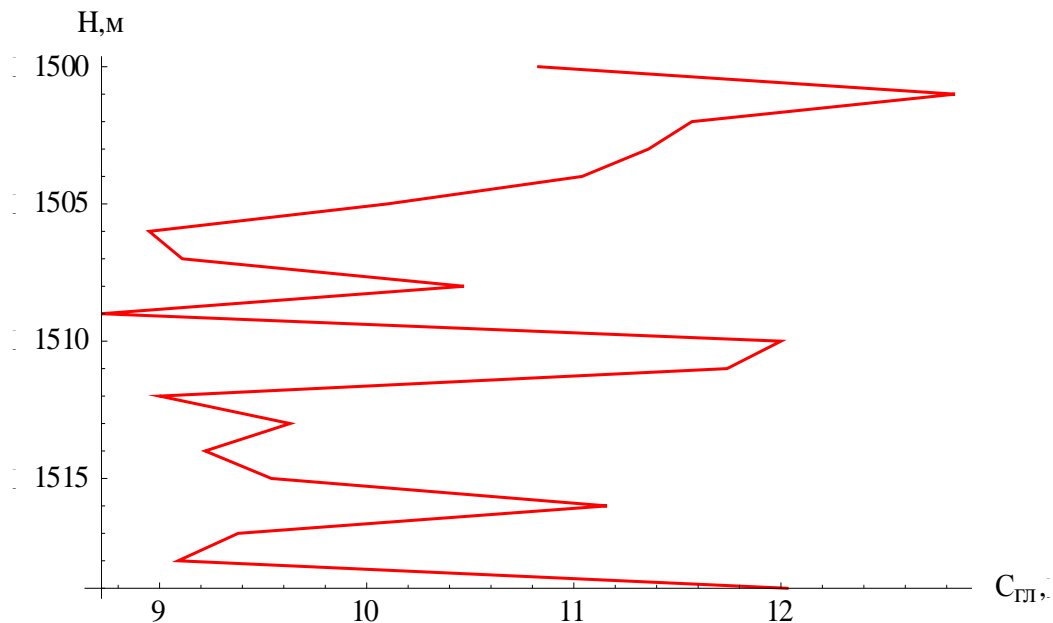


Рис. 7. Распределение массовой глинистости по глубине пласта.

2.2 Расчет и построение графиков распределения проницаемости по латерали и вертикали (перпендикулярно к напластованию)

Проницаемость вертикальная ($K_{\text{пр}}$) и ее связь с пористостью:

$$K_{\text{пр}} = 3.86 + 0.28 \cdot K_{\text{п}} \quad (4)$$

Формируем матрицу данных:

K_{np}

= {{3.91, -1500}, {3.92, -1501}, {3.92, -1502}, {3.925, -1503}, {3.926, -1504},
 {3.93, -1505}, {3.936, -1506}, {3.935, -1507}, {3.929, -1508}, {3.937, -1509},
 {3.92, -1510}, {3.923, -1511}, {3.935, -1512}, {3.933, -1513}, {3.934, -1514},
 {3.933, -1515}, {3.926, -1516}, {3.934, -1517}, {3.935, -1518}, {3.922, -1519}};

Строим график распределения проницаемости по глубине:

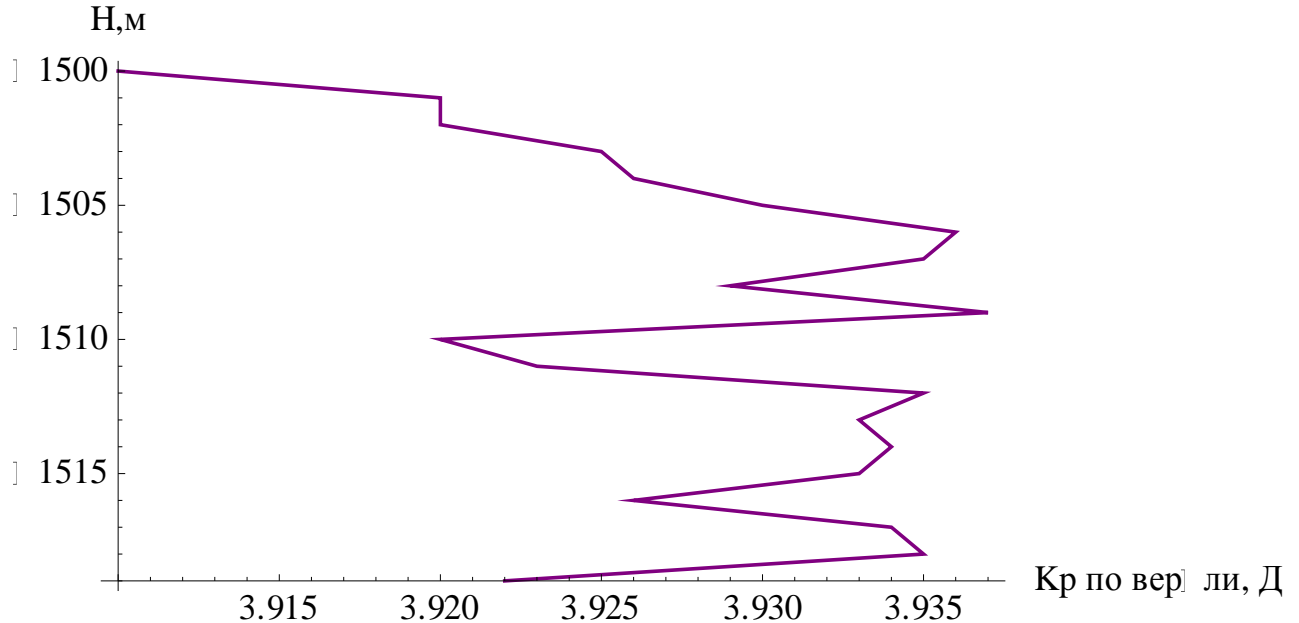


Рис. 8. Распределение проницаемости по вертикали

2.3 Расчет и построение графика проницаемости распределенной по латерали

Расчет и построение графика проницаемости, распределенной по латерали:

$$K_{np} = 0.63 + 0.08 * K_{п} \quad (5)$$

Формируем матрицу данных:

$K_{np} = {{0.65, -1500}, {0.64, -1501}, {0.65, -1502}, {0.65, -1503},$
 ${0.64, -1504}, {0.65, -1505}, {0.65, -1506}, {0.65, -1507},$
 ${0.64, -1508}, {0.65, -1509}, {0.64, -1510}, {0.65, -1511},$
 ${0.65, -1512}, {0.65, -1513}, {0.65, -1514}, {0.65, -1515},$
 ${0.64, -1516}, {0.65, -1517}, {0.651, -1518}, {0.64, -1519}};$

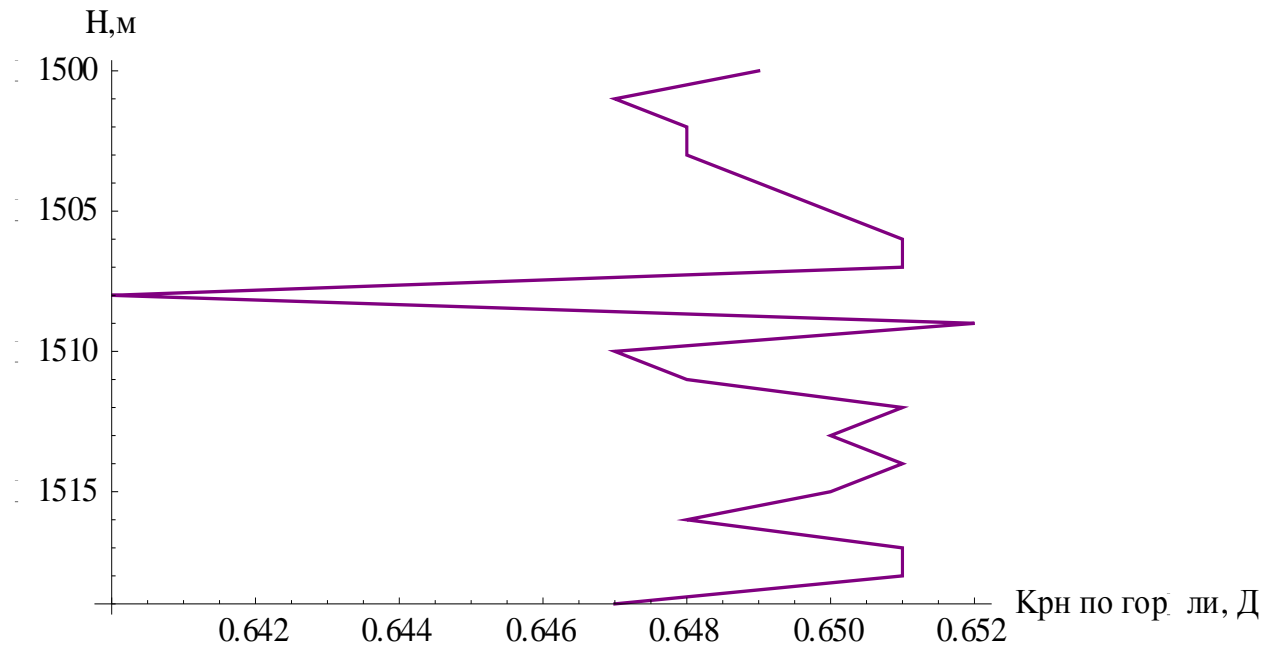


Рис. 9. Распределение проницаемости по латерали на данной глубине

Данные корреляционные зависимости строятся для каждого конкретного месторождения и для использования на других месторождениях непригодны.

Контрольные вопросы

1. Потенциалы самопроизвольной поляризации в скважинах образуются:

- за счет добычи флюида;
- за счет реологических свойств бурового раствора;
- за счет диффузионного потенциала;
- за счет диффузионного и диффузионно-адсорбционного потенциалов.

2. Потенциалы самопроизвольной поляризации регистрируются:

- в милливольтгах на метр;
- в миллиметрах на метр;
- в градусах Фаренгейта;
- в милливольтгах на см.

3. В результате интерпретации потенциалов самопроизвольной поляризации отражается:

- пористость пород;
- плотность пластового флюида;
- влажность пород;
- глинистость пород.

Варианты заданий

Таблица 1

Вариант	1											
α_{nc}	0.4	0.7	0.5	0.9	0.4	0.6	0.8	0.5	0.3	0.8	0.4	0.7
Глубина	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Вариант	2											
α_{nc}	0.7	0.4	0.8	0.4	0.9	0.4	0.6	0.5	0.8	0.9	0.5	0.6
Глубина	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Вариант	3											
α_{nc}	0.4	0.7	0.5	0.9	0.4	0.6	0.8	0.5	0.3	0.8	0.4	0.7
Глубина	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Вариант	4											
α_{nc}	0.5	0.9	0.5	0.7	0.8	0.4	0.6	0.8	0.3	0.5	0.4	0.9
Глубина	3000	3001	3002	3003	3004	3005	3006	3007	3008	3009	3010	3011
Вариант	5											
α_{nc}	0.7	0.6	0.5	0.8	0.5	0.6	0.8	0.7	0.5	0.6	0.3	0.4
Глубина	1000	1001	1002	1003	1004	1005	1006	1007	1008	1009	1010	1011
Вариант	6											
α_{nc}	0.9	0.7	0.8	0.9	0.4	0.5	0.7	0.5	0.4	0.7	0.5	0.7
Глубина	1012	1013	1014	1015	1016	1017	1018	1019	1020	1021	1022	1023

Вариант	7											
α_{nc}	0.4	0.7	0.5	0.9	0.4	0.6	0.8	0.5	0.3	0.8	0.4	0.7
Глубина	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Вариант	8											
α_{nc}	0.6	0.9	0.5	0.7	0.6	0.4	0.8	0.7	0.5	0.4	0.9	0.8
Глубина	4000	4001	4002	4003	4004	4005	4006	4007	4008	4009	4010	4011
Вариант	9											
Значение	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
α_{nc}	0.7	0.9	0.8	0.5	0.6	0.7	0.8	0.6	0.5	0.7	0.8	0.9
Глубина	4012	4013	4014	4015	4016	4017	4018	4019	4020	4021	4022	4023
Вариант	10											
α_{nc}	0.8	0.7	0.6	0.8	0.7	0.4	0.3	0.4	0.8	0.5	0.8	0.9
Глубина	1500	1501	1502	1503	1504	1505	1506	1507	1508	1509	1510	1511
Вариант	11											
α_{nc}	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	0.7
Глубина	1200	1201	1202	1203	1204	1205	1206	1207	1208	1209	1210	1211
Вариант	12											
α_{nc}	0.3	0.4	0.5	0.7	0.8	0.4	0.8	0.7	0.5	0.4	0.3	0.2
Глубина	2200	2201	2202	2203	2204	2205	2206	2207	2208	2209	2210	2211

Список литературы

1. Латышева, М. Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. – М.: Недра. – 1981. – 181 с.
2. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Промысловая геофизика/В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов, А.Н. Африкян. –М.: Недра, 1986 – 336 с.
3. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю. Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород)/ В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Кожевников Д.А. –М.: "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004–368 с.