

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
УРАЛЬСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ ГЕОФИЗИКИ

Кормильцев В.В.

Ратушняк А.Н.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ
ОСНОВЫ СПОНТАННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ
ГОРНЫХ ПОРОД В НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

ЕКАТЕРИНБУРГ

2007

УДК 550.838.072

Кормильцев В.В., Ратушняк А.Н. **Теоретические и экспериментальные основы спонтанной поляризации горных пород в нефтегазовых скважинах.** Екатеринбург: УрО РАН, 2007. ISBN 5–7691–1795–8.

Разработана физико-химическая теория возникновения диффузионно-адсорбционных потенциалов – спонтанной поляризации (ПС) в неоднородных средах. Описана установка, максимально приближенная к естественным условиям измерений в скважине, методика и результаты лабораторных измерений потенциалов спонтанной поляризации на образцах керна с известными коэффициентами пористости и проницаемости. Построены корреляционные зависимости между коэффициентом пористости и значениями потенциала ПС против пластов-коллекторов. Обоснована возможность оценки удельной продуктивности пластов по данным каротажа ПС. Приведены математический аппарат, программное обеспечение и примеры расчетов потенциала ПС в неоднородных средах. Рассмотрены особенности каротажа ПС в газовых скважинах.

Изложенные материалы предназначены для лиц, изучающих и применяющих метод каротажа ПС в нефтегазовых разведочных скважинах. Ил. 74. Табл. 6. Библиогр. 41 назв.

О т в е т с т в е н н ы й р е д а к т о р

доктор технических наук **А.И. Человечков**

Р е ц е н з е н т ы

доктор геолого-минералогических наук, профессор

В.М. Сапожников

доктор геолого-минералогических наук, профессор

Г.В. Иголкина

© Кормильцев В.В.,
Ратушняк А.Н.,
2007 г.

© УрО РАН, 2007 г.

ISBN 5–7691–1795–8

К $\frac{ППП-07-13(07)-272}{8П6(03)1998}$ ПВ – 2007

ВВЕДЕНИЕ

Метод спонтанной поляризации (ПС) является одним из старейших и основных методов изучения геологоразведочных скважин, бурящихся на нефть и газ. Широкое производственное применение метода началось еще в первой трети прошлого века. До сих пор ни один из более новых методов нефтяного каротажа не сумел превзойти метод ПС по эффективности выделения пластов-коллекторов нефти и газа. Популярность и производственная эффективность метода ПС привели к парадоксальной ситуации. Это, пожалуй, единственный метод каротажа, не имеющий фундаментальной теории, адекватной его важности и позволяющей до конца увидеть перспективы его совершенствования. Есть целый ряд причин этому.

По своим физическим и физико-химическим основам метод ПС связан с такими явлениями, как адсорбционная и ионообменная активность, поверхностная проводимость, изменение чисел переноса ионов в областях развития пространственных зарядов. На это указывали многие исследователи, однако дело ограничилось декларацией этих теоретических положений. Практические потребности метода толкнули исследователей в первую очередь на изучение корреляционных зависимостей между величиной ПС и фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), а именно глинистостью, пористостью и проницаемостью. В результате была создана прикладная теория ПС, носящая чисто эмпирический характер. Она и выдвинула метод ПС в число ведущих методов нефтяного каротажа. Но возможности эмпирической теории ограничены, поэтому уже тридцать лет в теории и практике метода ПС не происходит значительных событий. По нашему мнению, необходимо вернуться к теоретическим основам метода ПС, чтобы обеспечить возобновление развития.

Такая теория должна иметь количественный характер и должна быть связана с фундаментальными положениями физики поверхностных явлений, физической и коллоидной химии. Между тем, В.В. Кормильцевым [18] были разработаны основы физико-химической теории вызванной поляризации (ВП). В частности было показано, что вызванная поляризация обломочной породы пропорциональна объемному содержанию глинистой фракции и квадрату изменения чисел переноса ионов в ней. Впоследствии оказалось [6], что спонтанная поляризация (ПС) также пропорциональна глинистости, но не второй, а первой степени изменения чисел переноса. Такие параллели не являются случайными, поскольку оба явления связаны с нарушением электрической нейтральности раствора вследствие неспецифической адсорбции твердой фазой ионов одного знака.

Первые шаги по разработке математической модели явления ПС в указанном направлении были фактически предприняты в работах [19, 22], где на основе классической теории двойного слоя вычислены коэффициент поверхностной проводимости, дзета-потенциал и числа переноса в капиллярно-пористой среде. Упомянутые выше работы послужили предпосылкой для данного исследования.

**ЭЛЕМЕНТЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ ПС.
ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ
АДСОРБЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА НА ЛИНИИ ГЛИН**

1.1 Принципы теоретического расчета диффузионно-адсорбционных потенциалов на основе гранулометрического состава, свойств фильтрата пластового флюида и промывочной жидкости

Согласно, [8,14] если два раствора различной концентрации разделить мембраной, возникает мембранный или **диффузионно-адсорбционный потенциал**, Вольт, предельное значение которого

$$\varepsilon_{\text{ДА}} = \frac{RT}{zF} \ln \frac{C_1}{C_2}$$

наблюдается в случае, когда число переноса аниона либо катиона обращается в нуль. Здесь: C – концентрация электролита, кгмоль·м⁻³; $R = 8,32 \cdot 10^3$ – универсальная газовая постоянная, Дж·град⁻¹·кмоль⁻¹; $F = 9,65 \cdot 10^7$ – число Фарадея, Кл·кгэкв⁻¹; T – абсолютная температура, °К; z – валентность.

В общем случае диффузионно-адсорбционный потенциал выражают, как

$$\varepsilon_{\text{ДА}} = K_{\text{ДА}} \lg \frac{\rho_2}{\rho_1},$$

где: $K_{\text{ДА}}$ - коэффициент диффузионной активности; ρ - удельное электрическое сопротивление раствора, Ом·м.

Если в качестве мембраны использована глина, то более концентрированный раствор NaCl заряжается отрицательно. Коэффициент диффузионной активности определяют экспериментально. Для глин $K_{\text{ДА}} \approx 45$ мВ [14]. Рассмотрим связь коэффициента активности с параметрами двойного слоя.

Нейтральный раствор электролита, попадая в поры горной породы, сложенной минералами-диэлектриками, приобретает заряд. Вследствие адсорб-

ции стенками пор ионов одного знака или, наоборот, гидролиза твердой фазы вблизи стенок начинают преобладать коионы. Образуется двойной электрический слой.

При расчете теоретических значений адсорбционного потенциала используем основные положения классической теории Гуи-Штерна для двойного электрического слоя на границе твердой и жидкой фазы.

Уравнение Пуассона-Больцмана для поры. Распределение потенциала внутри поры. Исследуем случай неспецифической адсорбции ионов одного знака стенкой цилиндрической поры кругового сечения. Рассмотрим распределение возникающих при этом электрического потенциала $\varphi(r)$ и зарядов внутри поры. Из $\operatorname{div} \mathbf{D} = \rho$ следует, что потенциал $\varphi(r)$ в любом сечении бесконечной цилиндрической поры кругового сечения удовлетворяет уравнению Пуассона в полярных координатах

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial \varphi(r)}{\partial r} \right] = -\frac{\rho(r)}{\varepsilon_0 \varepsilon},$$

где $\varepsilon_0 = 8.85 \cdot 10^{-12}$ Кл·В⁻¹·м⁻¹ – электрическая постоянная, ε – относительная диэлектрическая проницаемость раствора электролита, $\rho(r)$ – объемная плотность зарядов в растворе электролита, Кл·м⁻³.

В силовом электрическом поле, создаваемом стенкой поры, концентрация ионов одного знака экспоненциально возрастает при приближении к стенке согласно распределению Больцмана, а противоположного знака – экспоненциально убывает [38]

$$C_k = C \exp \left[-\frac{zF\varphi(r)}{RT} \right], \quad C_a = C \exp \left[\frac{zF\varphi(r)}{RT} \right].$$

Плотность объемных зарядов для симметричного бинарного электролита определяется разностью концентраций анионов и катионов:

$$\rho(r) = zF(C_k - C_a) = -2zFCsh \frac{zF\varphi(r)}{RT}.$$

Здесь C – концентрация электролита, которым насыщался образец (равновесного электролита), C_k, C_a – концентрация катионов и анионов в поре. Дифференциальное уравнение с такой правой частью носит название уравнения Пуассона-Больцмана. Для безразмерных функции и аргумента

$$x \frac{\partial^2 y}{\partial x^2} + \frac{\partial y}{\partial x} - xshy = 0,$$

иначе

$$(xy')' = xshy.$$

Здесь $x = \frac{r}{\delta}$ – безразмерная полярная координата, $y = \frac{zF}{RT} \varphi(r)$ – безразмер-

ный потенциал, $\frac{RT}{F} \approx 25 \cdot 10^{-3}$ В, y_1 – безразмерный потенциал внутренней

обкладки двойного слоя, $\delta = \sqrt{\frac{\varepsilon_0 \varepsilon RT}{2z^2 F^2 C}}$ – характеристическое расстояние

внутри области пространственного заряда, называемое толщиной двойного электрического слоя, м.

C , гэкв/л	0.001	0.01	0.1	1.0	10
δ , м, (при $z=1$)	10^{-8}	$\sim 3 \cdot 10^{-9}$	10^{-9}	$\sim 3 \cdot 10^{-10}$	10^{-10}
δ , м, (при $z=2$)	$5 \cdot 10^{-9}$	$\sim 1.5 \cdot 10^{-9}$	$5 \cdot 10^{-10}$	$\sim 1.5 \cdot 10^{-10}$	$5 \cdot 10^{-11}$

Уравнение интегрировали методом Рунге-Кутты при граничных условиях

$y = y_0$ и $\frac{\partial y}{\partial x} = 0$ при $x = 0$ (второе следует из симметрии задачи).

Потенциал внутренней обкладки двойного слоя y_1 меньше потенциала внешней обкладки двойного слоя y_2 на величину падения потенциала в плотной его части (рис.1.1). Потенциал внешней обкладки характеризует минеральный скелет, является фундаментальной характеристикой вещества твердой фазы и носит название полного межфазного потенциала или **пси-**

потенциала [38].

$$\psi = \frac{RT}{zF} y_2.$$

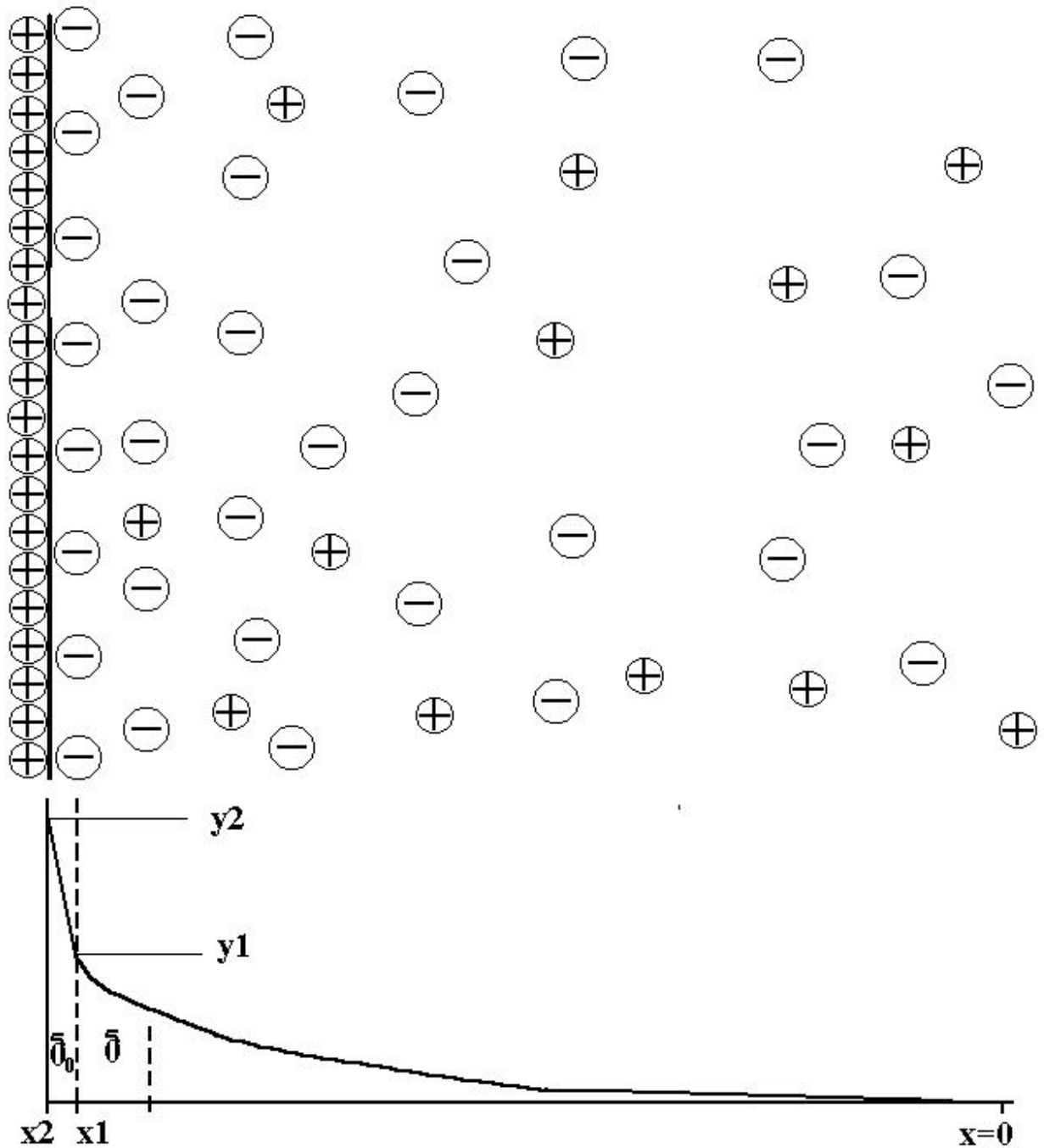


Рис.1.1 Распределение зарядов и потенциала в двойном электрическом слое

В пределах плотной части двойного слоя от $x = x_1$ до $x = x_2$, где заря-

женные частицы отсутствуют, потенциал удовлетворяет уравнению Лапласа в полярных координатах $(xy')' = 0$ при граничных условиях $y(x_1)$, $y'(x_1)$, которое имеет решение

$$y = y_1 + x_1 y_1' \ln \frac{x}{x_1}.$$

Тогда

$$y_2 = y_1 + x_1 y_1' \ln \left(1 + \frac{\Delta x}{x_1} \right) = y_1 + x_1 y_1' \ln \left(1 + \frac{\delta_0}{r_1} \right) \approx y_1 + y_1' \frac{\delta_0}{\delta},$$

где δ_0 – толщина плотной части двойного слоя, близкая к ионному радиусу и имеющая значение $n \cdot 10^{-10}$ м, [23].

Ион	Ca ⁺⁺	Na ⁺	H ⁺	OH ⁻	SO ₄ ⁻⁻
Радиус, м	4.2·10 ⁻¹⁰	3.3·10 ⁻¹⁰	1.35·10 ⁻¹⁰	1.53·10 ⁻¹⁰	2.3·10 ⁻¹⁰

При дальнейших оценках будем считать эффективный средний радиус ионов в плотной части двойного слоя равным $3 \cdot 10^{-10}$ м, тогда $\delta_0 = 3 \cdot 10^{-10}$ м.

Оценки показывают, что при $\delta = \delta_0 = 3 \cdot 10^{-10}$ м величина пси-потенциала примерно вдвое больше потенциала внутренней обкладки двойного слоя $y_2 \approx 2y_1$. Это соответствует концентрации бинарного одновалентного электролита порядка 1н. Составляя для пелитового и песчанистого материала при $r_1 \geq 10^{-6}$ м приблизительно:

C, гэкв/л	0.01	0.1	1	0.01	0.1	1
y_1/y_2	0.85	0.70	0.42	0.60	0.33	0.13
y_1	3	3	3	8	8	8

Полный межфазный потенциал не может быть непосредственно изме-

рен. Напротив, потенциал внутренней обкладки двойного слоя, который при $x_1 \geq 30 - 70$ фактически совпадает с дзета-потенциалом, может быть вычислен на основе экспериментальных определений коэффициента потенциала течения [9,10,11]. Во всяком случае, это можно сделать для песчаников и алевролитов при концентрации электролита не более чем 0.1n. Далее для краткости будем называть потенциал внутренней обкладки двойного слоя y_1 просто **потенциалом двойного слоя**.

Концентрация, объемный заряд, электропроводность электролита в порах. Коэффициенты, учитывающие изменение средней концентрации ионов в порах, могут быть определены из соотношений

$$\mu_k = \frac{2}{x_1^2} \int_0^{x_1} \exp(-y) \cdot x dx = \frac{2}{x_1^2} \int_0^{x_1} [chy - shy] x dx,$$

$$\mu_a = \frac{2}{x_1^2} \int_0^{x_1} \exp y \cdot x dx = \frac{2}{x_1^2} \int_0^{x_1} [chy + shy] x dx.$$

Для дальнейшего полезно иметь в виду, что

$$\frac{\mu_a + \mu_k}{2} = \frac{2}{x_1^2} \int_0^{x_1} chy \cdot x dx ,$$

$$\frac{\mu_a - \mu_k}{2} = \frac{2}{x_1^2} \int_0^{x_1} shy \cdot x dx .$$

Поскольку при положительном потенциале твердой фазы концентрация анионов в жидкостной обкладке двойного слоя растет быстрее, чем убывает концентрация катионов, электролит в порах приобретает отрицательный заряд, а суммарная концентрация анионов и катионов становится больше чем в растворе, которым насыщали породу. Это приводит к увеличению электропроводности раствора в порах, что известно как поверхностная проводимость. При определенных условиях может возникнуть парадокс электропроводности, состоящий в том, что удельная электропроводность горной породы

станет больше, чем у электролита, которым ее насыщали. Электропроводность в порах пропорциональна произведению подвижности ионов на их суммарную концентрацию $\kappa = zFu_0(C_k + C_a)$, или в относительном виде

$$\frac{\kappa(x)}{\kappa_0} = \frac{C_k + C_a}{2C} = chy \geq 1,$$

где $\kappa_0 = 2zFCu_0$ – электропроводность электролита вне пористой системы, равновесного с пористой средой, $\text{Ом}^{-1} \cdot \text{м}^{-1}$, u_0 – скорость движения ионов в единичном электрическом поле (при количественных оценках для аниона и катиона скорости приняты равными $u_0 \approx 8 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2 \cdot \text{В}^{-1} \cdot \text{с}^{-1}$).

Как уже показано выше

$$\frac{\rho(r)}{2zFC} = \frac{u_0}{\kappa_0} \rho(r) = -shy,$$

при этом средняя плотность зарядов в поре равна

$$\rho = \frac{2}{r_1^2} \int_0^{r_1} \rho(r)rdr = -\frac{\kappa_0}{u_0} \frac{2}{x_1^2} \int_0^{x_1} shyxdx.$$

С другой стороны согласно уравнению Пуассона-Больцмана

$$\rho = -\varepsilon_0 \varepsilon \frac{2}{r_1^2} \int_0^{r_1} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial \varphi(r)}{\partial r} \right] dr = -\frac{\kappa_0}{u_0} \frac{2}{x_1} \frac{\partial y(x_1)}{\partial x}$$

Отсюда, [19]

$$\frac{2}{x_1^2} \int_0^{x_1} shyxdx = \frac{2}{x_1} \frac{\partial y(x_1)}{\partial x} = \frac{\mu_a - \mu_k}{2}.$$

Можно показать также, что

$$\int_0^{x_1} chyxdx = \frac{1}{2} x_1^2 chy_1 - \frac{1}{4} x_1^2 \left[\frac{\partial y(x_1)}{\partial x} \right]^2,$$

и тогда

$$\mu_k = chy_1 - \frac{1}{2} \left[\frac{\partial y(x_1)}{\partial x} \right]^2 - \frac{2}{x_1} \frac{\partial y(x_1)}{\partial x},$$

$$\mu_a = chy_1 - \frac{1}{2} \left[\frac{\partial y(x_1)}{\partial x} \right]^2 + \frac{2}{x_1} \frac{\partial y(x_1)}{\partial x}.$$

Поскольку при использовании метода Рунге-Кутты значение $\frac{\partial y(x_1)}{\partial x}$ определяется наряду с y_1 , эти формулы позволяют избежать повторного интегрирования и потери точности. Они позволяют исследовать функциональную связь между избыточной концентрацией, потенциалом внутренней обкладки двойного слоя, размером пор и концентрацией электролита, равновесного с горной породой, т.е. важнейшие характеристики, определяющие мембранный (адсорбционный) потенциал.

Относительная средняя электропроводность электролита в порах может быть найдена из выражения

$$\frac{\kappa}{\kappa_0} = \frac{2}{x_1^2} \int_0^{x_1} chy \cdot x dx = \frac{\mu_k + \mu_a}{2}.$$

Для справки при температуре 20°C в растворе NaCl, [16]:

C , гЭКВ/л	0.01	0.1	1.0
κ_0 , Ом ⁻¹ ·м ⁻¹	0.0835	0.835	8.35
$1/\kappa_0$, Ом·м	12	1.2	0.12

Числа переноса и коэффициент диффузии в пористой среде. Если числа переноса ионов в свободном электролите близки $n_a = n_k = 0.5$, то при попадании этого электролита в пористую среду, они становятся равными

$$n_k = \frac{\mu_k}{\mu_k + \mu_a}, \quad n_a = \frac{\mu_a}{\mu_k + \mu_a}, \quad \Delta n = n_a - n_k = \frac{\mu_a - \mu_k}{\mu_k + \mu_a}.$$

В песках и песчаниках радиус пор превышает 10^{-5} м² и числа переноса не из-

меняются по сравнению со свободным раствором. В алевролитах $10^{-5} \leq r \leq 10^{-7}$ м² и глинах $r \approx 10^{-7}$ м². Здесь в капиллярах преобладают ионы, знак которых противоположен знаку заряда твердой фазы [14].

В этом же случае отношение коэффициента диффузии в свободном электролите $D_0 = \frac{RT}{zF} u_0 \approx 2 \cdot 10^{-9}$ м²·с⁻¹ к коэффициенту диффузии в порах [19]:

$$\frac{D}{D_0} = \frac{2\mu_k\mu_a}{\mu_k + \mu_a}.$$

При наличии градиента концентрации в пласте возникает диффузия. Плотность потока диффундирующего вещества \mathbf{q} , кг·моль·м⁻²·с⁻¹, внутри пор удовлетворяет закону Фика $\mathbf{q} = -D\mathbf{grad}C$. Если подвижности аниона и катиона различны, процесс диффузии сопровождается возникновением электрического поля, тормозящего подвижные ионы и ускоряющего противополононы так, что анион и катион движутся с одинаковой скоростью и дальнейшего разделения зарядов не происходит. Этому состоянию соответствует **сторонний ток диффузии**. При равенстве скорости движения и чисел переноса ионов в электролите сторонний ток диффузии равен нулю, в пористой же среде

$$\mathbf{i}_c = (\mu_a - \mu_k)RTu_0\mathbf{grad}C = \kappa \frac{RT}{zF} \Delta n \cdot \mathbf{grad} \ln C,$$

поскольку внутри пор перенос вещества диффузией осуществляется при неравенстве концентраций аниона и катиона. Это соотношение позволяет определить величину диффузионных потенциалов при отклонении от равновесного состояния, которое возникает при вскрытии пласта и соприкосновении его вещества с буровым раствором.

Дзета-потенциал, коэффициент потенциала течения. Дзета-потенциал – это часть потенциала двойного слоя, участвующая в электрокинетических явлениях. Согласно [19], в безразмерном виде

$$\bar{\zeta} = \frac{zF}{RT} \zeta = -\frac{1}{2} \int_0^{x_1} \operatorname{shy}\left(\frac{x^2}{x_1^2} - 1\right) x dx.$$

В широких порах при $x_1 \geq 50 - 100$ имеем [38], $\bar{\zeta} \approx y_1$.

Коэффициент потенциала течения L , В/Па, связан с дзета-потенциалом соотношением [38],

$$L = \frac{\varepsilon_0 \varepsilon \zeta}{\kappa \mu}, \quad \bar{L} = \frac{zF}{RT} L,$$

где $\mu = 10^{-3} \text{ Н} \cdot \text{с} \cdot \text{м}^{-2}$ – динамическая вязкость флюида, $\varepsilon_0 \varepsilon = 7 \cdot 10^{-10} \text{ Кл} \cdot \text{В}^{-1} \cdot \text{м}^{-1}$.

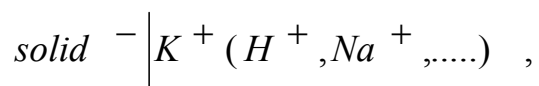
В широких порах по порядку значений

C , гэкв/л	0.01	0.1	1.0
L/ζ	$8.4 \cdot 10^{-6}$	$8.4 \cdot 10^{-7}$	$8.4 \cdot 10^{-8}$

Фактическое равенство дзета-потенциала потенциалу внутренней обкладки двойного слоя для алевроитов и песков позволяет довольно точно оценить остальные электрокинетические свойства капиллярных систем по измерениям потенциала течения.

Влияние минерального состава на двойной электрический слой. Согласно сказанному выше, нейтральный раствор электролита, попадая в поры горной породы, сложенной минералами-диэлектриками, приобретает заряд. Вследствие адсорбции стенками пор ионов одного знака или, наоборот, гидролиза твердой фазы вблизи стенок начинают преобладать коионы. Образуется двойной электрический слой по схеме:

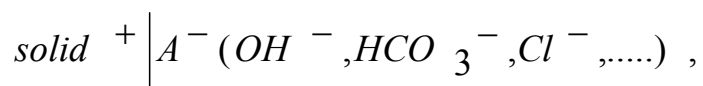
КАТИОНИТ



$$\zeta < 0, \quad L < 0,$$

кварц, алюмосиликаты (глины);

АНИОНИТ



$$\zeta > 0, L > 0,$$

кальцит, известняк.

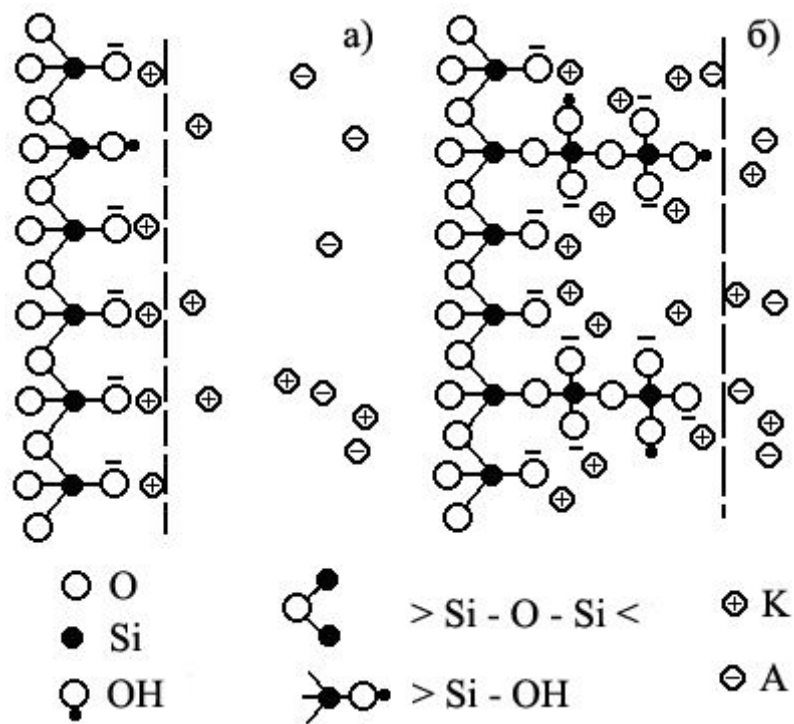


Рис.1.2. Эскиз поверхности силикатного минерала и диффузной части ДЭС:
 а) простейшая структура поверхности силиката при $pH = 3 \div 8$; главными поверхностными группами являются группа силоксана $-Si-O-Si-$ или $-Si_2O$, группа силанола $-Si-OH$ и группа кремниевой кислоты $-Si-O^-$;
 б) при $pH > 8$ цепочки кремниевой кислоты формируют выдающиеся "волоски" или волокна вследствие растворения (гидролиза) поверхности минерала. Это приводит к наличию кремнекислого гель-слоя, покрывающего действительную поверхность минерала; в последнем случае поверхность жидкой фазы (пунктир) находится между гелем и диффузной частью двойного слоя, тогда как ранее она располагалась непосредственно на поверхности минерала за плотной частью двойного слоя, [41].

На рис 1.2 представлено строение двойного электрического слоя в наиболее распространенном случае алюмосиликатов и кремнезема. Отрицательный заряд твердой обкладки ДЭС обеспечивается кремнекислыми группами с ненасыщенной валентностью кислорода на поверхности (рис.1.2 а). В щелочных растворах возникает так называемый гель-слой (рис.1.2 б). Появление гель-слоя приводит к тому, что граница подвижного флюида перемещается внутрь поры, и значение дзета-потенциала уменьшается по абсолютной величине.

Случай наличия потенциал определяющих ионов в известняках, доломитах, мергелях. Особо рассмотрим случай, когда в порах породы находится катион, общий с катионом минерального скелета, например, систему $Ca^{++}/Ca(HCO_3)^2$. В щелочной среде часть ионов кальция переходит из жидкой в твердую фазу, достраивая кристаллическую решетку. При этом ненасыщенная валентная связь ионов кальция образует на поверхности твердой фазы слой положительных зарядов, создающих положительный межфазный потенциал ψ . Дзета-потенциал также положителен. Это довольно редкий случай среди минералов, отличающий отдельные разновидности кальцита в щелочных растворах от силикатных минералов, которые почти всегда заряжены отрицательно. Бикарбонатный ион достаточно распространен в пластовых водах нефтегазовых месторождений. Согласно, [17], в верхней части фундамента для порового флюида характерно низкое отношение SO_4^{++}/HCO_3^- при типичных значениях $pH = 7.5$, повышенная жесткость до $17 \text{ мг}\cdot\text{л}^{-1}$. Можно предположить, что в этих условиях коионом, образующим жидкостную обкладку двойного слоя является ион бикарбоната HCO_3^- . Это подтверждается сводными данными по Шаимскому району (таблица 1.1).

Таблица 1.1

Концентрация ионов в продуктивных пластах ШНГР

(по С. М. Казанцевой)

Месторождение	Cl^-	Ca^{++}	Mg^{++}	HCO_3^-	SO_4^{++}	Na^+, K^+	Сумма
Даниловское	9117	393	71	2583	16	6310	18499
С-Даниловское	9585	298	75	1888	11	6448	18316
Северное	9287	401	46	3539	16	6812	20101
Таежное	9904	20	16	702	33	6654	17449

За исключением хлоридных вод, где растворимость хлористого кальция практически не ограничена, в щелочных, кислых и сульфатных водах следует принимать во внимание произведение растворимости $L = Ca^{++} \cdot A^{n-}$, [36]. Согласно, [23], для $CaCO_3 - L = 3.7 \cdot 10^{-9}$, для $CaSO_4 - L = 1.7 \cdot 10^{-5}$, для $Ca(OH)_2 - L = 6.1 \cdot 10^{-6}$. По этой причине в пластовом флюиде концентрация соответствующих анионов, в частности сульфат-иона, понижена.

В растворе электролита, содержащем потенциал-определяющие ионы, следует отказаться от представления, что полный межфазный потенциал ψ или y_2 постоянные, т.е. не зависят от концентрации C . Будем рассматривать ψ как потенциал, обратимый относительно концентрации, [12]. Тогда в соответствии с законом Нернста

$$\psi = \psi_H + \frac{RT}{zF} \ln \frac{C}{C_H} \quad \text{или} \quad y_2 = y_{2H} + \ln \frac{C}{C_H} = y_{2H} + 2 \ln \frac{\delta}{\delta_H},$$

где ψ_H , y_{2H} – значение потенциала в стандартных (нормальных) условиях при $C = C_H$, задаваемое априори. Поскольку за стандартную концентрацию принимают $C = 1N$, это для бинарного двухвалентного электролита дает значение $\delta_H = 1.5 \cdot 10^{-10} \text{ м} = 0.5\delta_0$.

Разумеется, все это справедливо, если в цементе породы имеется вто-

ричный кальцит неорганического происхождения, для которого характерен положительный потенциал твердой фазы. Наличие в цементе примеси карбоната может приводить к уменьшению потенциала ПС на оси скважины и, тем самым, увеличивать аномалию против пласта-коллектора. Напротив, карбонатизация глинистой покрышки может привести к понижению значений ПС на линии глин и уменьшению аномалии.

Учет подвижности ионов в плотной части двойного слоя. Имеется точка зрения, согласно которой ионы в плотной части двойного слоя сохраняют подвижность и участвуют в переносе зарядов в направлении внешнего электрического поля. В действительности, напряженность в двойном слое и касательная к нему напряженность внешнего поля ортогональны и аддитивны. Вероятно, нет запрета для перемещения ионов в плотной части в направлении, в котором перемещаются ионы диффузной части двойного слоя. За неимением альтернативы будем считать, что подвижность ионов в плотной части двойного слоя такая же, как и в диффузной. В цилиндрическом конденсаторе, образованном твердой и жидкой фазами, поверхностная плотность зарядов равна на внутренней обкладке

$$q = \varepsilon_0 \varepsilon \left. \frac{\partial \varphi}{\partial r} \right|_{r=r_1} .$$

Если потенциал положителен, внутренняя обкладка двойного слоя состоит из анионов. Приняв подвижности всюду одинаковыми, через выражение для суммарного тока получим для безразмерных величин новое значение

$$\frac{\kappa}{\kappa_0} = \frac{2}{x_1^2} \int_0^{x_1} chy \cdot x dx + \frac{2}{x_1} \frac{\partial y(x_1)}{\partial x} = \frac{\mu_k + \mu_a}{2} + \frac{2}{x_1} \frac{\partial y(x_1)}{\partial x} = \mu_a .$$

Введем новое значение $\bar{\mu}_a$, учитывающее заряды плотной части двойного слоя

$$\bar{\mu}_a = \mu_a + \frac{4}{x_1} \frac{\partial y(x_1)}{\partial x} = 2\mu_a - \mu_k .$$

Значение μ_k при этом не изменится, поскольку катионов в плотной части двойного слоя нет. Новое значение $\bar{\mu}_a$ позволяет использовать прежние выражения для переопределения важнейших характеристик капиллярно-пористой среды. В частности

$$\frac{\kappa}{\kappa_0} = \frac{\mu_k + \bar{\mu}_a}{2} = \mu_a,$$

$$n_k = \frac{\mu_k}{\mu_k + \bar{\mu}_a} = \frac{\mu_k}{2\mu_a}, \quad n_a = \frac{\bar{\mu}_a}{\mu_k + \bar{\mu}_a} = \frac{2\mu_a - \mu_k}{2\mu_a}, \quad \Delta n = \frac{\bar{\mu}_a - \mu_k}{\mu_k + \bar{\mu}_a} = \frac{\mu_a - \mu_k}{\mu_a}.$$

Как видно, учет плотной части двойного слоя приводит к росту электропроводности κ и разности чисел переноса Δn .

Равновесный адсорбционный потенциал может быть найден из следующих соображений. Пусть симметричный бинарный электролит насыщает поры осадочной породы. Средние по сечению пор концентрации анионов и катионов обозначим $\mu_a C$ и $\mu_k C$, где величины μ_a и μ_k отражают влияние заряженных стенок на концентрацию ионов $C = C_a = C_k$ и являются функциями литологической характеристики породы.

При наличии переменной концентрации и электрического поля плотность материальных потоков ионов равна

$$m_k = -\frac{RT}{zF} v_k \mathbf{grad}(\mu_k C) - v_k \mu_k C \mathbf{grad} U$$

$$m_a = -\frac{RT}{zF} v_a \mathbf{grad}(\mu_a C) + v_a \mu_a C \mathbf{grad} U$$

Здесь m_a, m_k – плотность потоков катионов и анионов, $\text{кгмоль} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{с}^{-1}$, $v_k = k_{\text{п}} u_k$, $v_a = k_{\text{п}} u_a$, – эффективные скорости движения катиона и аниона в пористой среде, $k_{\text{п}}$ – коэффициент открытой пористости, u_k, u_a – подвижности или истинные скорости движения катиона и аниона в единичном поле, $\text{м}^2 \cdot \text{В}^{-1} \cdot \text{с}^{-1}$, $\frac{RT}{zF} u_k = D_k$, $\frac{RT}{zF} u_a = D_a$ – эффективные коэффициенты диффузии

катиона и аниона, $\text{м}\cdot\text{с}^{-2}$, C – молярная концентрация электролита в порах, средняя по сечению пор, $\text{кг}\cdot\text{моль}\cdot\text{м}^{-3}$, U – электрический потенциал. Первое слагаемое в этих выражениях представляет собой перенос вещества диффузией, второе – электрическим полем. В однородной среде при отсутствии градиента концентрации и постоянном потенциале материальные потоки отсутствуют. В неоднородной среде они также могут отсутствовать, однако при этом должен возникать электрический потенциал. При контакте двух однородных сред в тонком слое в каждой из сред возникает напряженность электрического поля, поддерживающая равновесное состояние. Она проявляется в виде ступенеобразного изменения потенциала (в пределе – скачка).

При отсутствии материальных потоков в неоднородной среде наблюдается равновесный потенциал U_{adc} . Тогда при $m_a = m_k = 0$ из предыдущего выражения

$$\begin{aligned} \frac{RT}{zF} v_k \mathbf{grad}(\mu_k C) &= -v_k \mu_k C \mathbf{grad} U_{adc} \\ -\frac{RT}{zF} v_a \mathbf{grad}(\mu_a C) &= v_a \mu_a C \mathbf{grad} U_{adc} \end{aligned}$$

откуда

$$\frac{zF}{RT} U_{adc} = \ln \frac{\mu_a C}{const} = -\ln \frac{\mu_k C}{const}.$$

Отсюда необходимо следует, что $const = \sqrt{\mu_k \mu_a} C$ и

$$\frac{zF}{RT} U_{adc} = \frac{1}{2} \ln \frac{\mu_a}{\mu_k} = \frac{1}{2} \ln \frac{n_a}{n_k}.$$

В широких порах

$$\frac{zF}{RT} U_{adc} \approx \frac{4}{x_1} sh \frac{y_1}{2}.$$

Этот потенциал называется **адсорбционным**, поскольку для возникновения разности таких потенциалов требуется изменение адсорбционных свойств, выражающееся коэффициентами μ_a, μ_k . Баланс потоков для поддержания

избыточной концентрации в пористой среде может соблюдаться в достаточно тонком пограничном слое. Поэтому в кусочно-однородных средах адсорбционный потенциал проявляется в виде граничного скачка потенциала $U_{адс} = \tau$, что свидетельствует о наличии эквивалентного двойного слоя зарядов.

Учет подвижности ионов в плотной части двойного слоя

$$\frac{zF}{RT} U_{адс} = \frac{1}{2} \ln \frac{\bar{\mu}_a}{\mu_k} = \frac{1}{2} \ln \frac{2\mu_a - \mu_k}{\mu_k}$$

приводит при $\mu_a > \mu_k$ к росту адсорбционного потенциала на 0,35 (на 8 мВ). При этом величина адсорбционного потенциала 100 мВ может быть обеспечена лишь при отношении чисел переноса $n_a/n_k = 1500$, т.е. в среде, где перенос зарядов одним видом ионов (катионами при φ положительном или анионами при φ отрицательном) практически отсутствует.

Численный эксперимент. По приведенным выше формулам выполнены расчеты всех необходимых параметров капиллярно-пористой среды и, прежде всего дзета-потенциала и адсорбционного потенциала (рис.1.3 - 1.5).

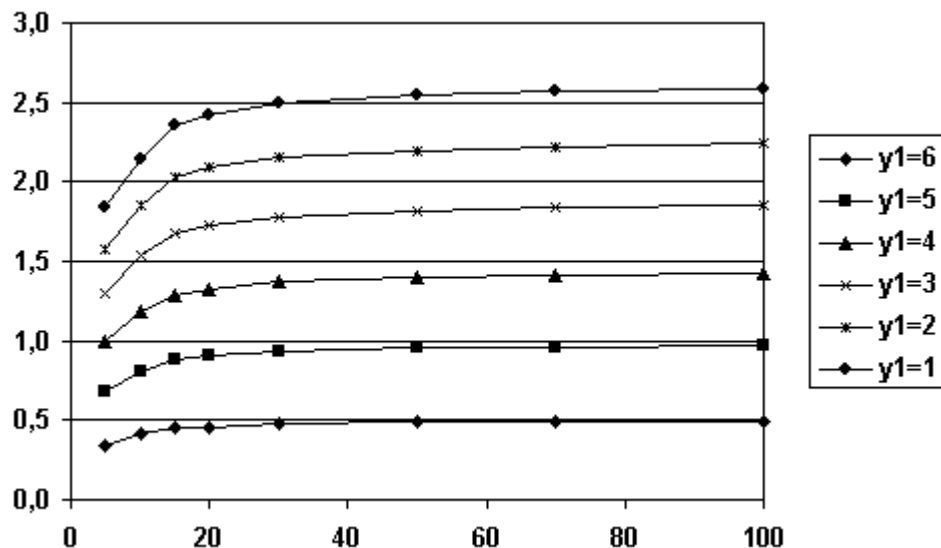


Рис. 1.3. Зависимость дзета-потенциала от радиуса поры в относительном виде. Параметр кривых – потенциал внутренней обкладки двойного электрического слоя y_1

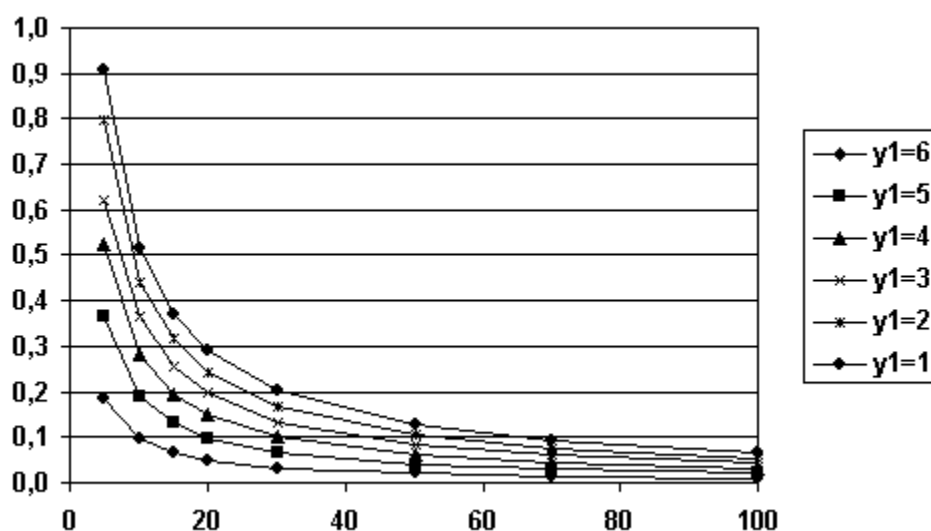


Рис. 1.4. Зависимость адсорбционного потенциала от радиуса поры в относительном виде. Параметр кривых – потенциал внутренней обкладки двойного электрического слоя y_1

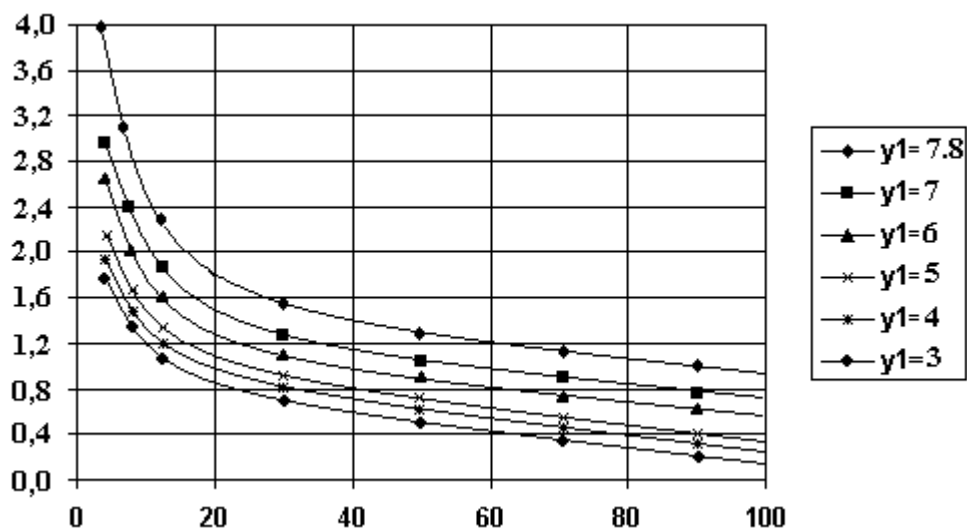


Рис. 1.5. Зависимость адсорбционного потенциала от радиуса поры в относительном виде с учетом подвижности ионов в плотной части двойного слоя. Параметр кривых – потенциал внутренней обкладки двойного электрического слоя y_1

Адсорбционный потенциал уменьшается с увеличением радиуса пор и размера частиц. На его величину влияют значение межфазного потенциала и

электропроводность электролита. Последнее – через уменьшение толщины диффузного двойного слоя и эквивалентное увеличение относительного радиуса при постоянстве фактического радиуса. Поэтому при увеличении концентрации теоретическое значение адсорбционного потенциала уменьшается сильнее, чем фильтрационного потенциала. Значения адсорбционного потенциала, превышающие 100 мВ, характерны для пор с относительным радиусом 3-5 при значениях потенциала на внутренней обкладке двойного слоя 175-200 мВ. Такие условия существуют только в ультрамикropорах монтмориллонита.

На рис. 1.6 обращает на себя внимание неоднозначная связь между дзета-потенциалом и адсорбционным потенциалом. Некоторому значению дзета-потенциала отвечает целый спектр значений адсорбционного потенциала, увеличивающегося при уменьшении размера частиц. Этот фактор может осложнить интерпретацию кривых ПС в неравновесных условиях, приводя к сглаживанию различий между песчаниками и аргиллитами при наличии интенсивной фильтрации.

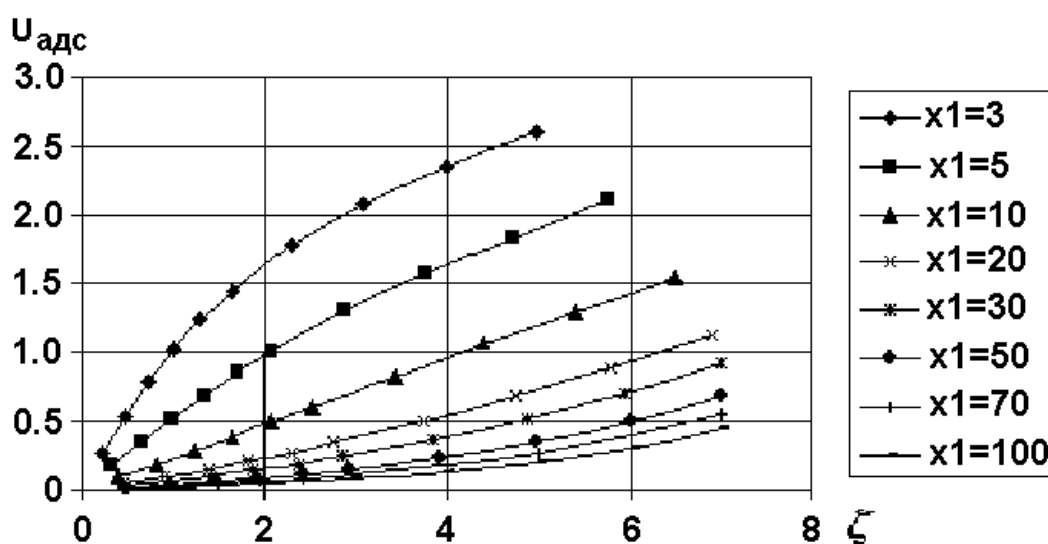


Рис. 1.6. Зависимость адсорбционного потенциала от дзета-потенциала (внизу). Параметр кривых – относительный радиус поры

Коэффициент диффузии колеблется вблизи своего характерного значения $2 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2 \cdot \text{с}^{-1}$, отклоняясь от нее в $0.8 \div 1.2$ раза. Однако когда число переноса одного из ионов превышает 0.99, коэффициент диффузии уменьшается вдвое. При $n_a \geq 0.9999$ он уменьшается в тысячу раз. Отсутствие противоионов приводит к замедлению общей диффузии электролита, поскольку в стационарном состоянии перенос ионов и коионов должен осуществляться в равных количествах. Такие условия могут существовать в ультрамикropорах монтмориллонита при $y_1 \geq 7.8$ и $x_1 \leq 5$. Во всяком случае, необходимо считаться с тем, что в аргиллитах, содержащих монтмориллонит, диффузия существенно замедляется.

1.2. Адсорбционный потенциал глинистых пород и потенциал ПС на линии глин

Характеристики порового пространства терригенных пород. Представляется вероятным, что адсорбционный потенциал смеси частиц различного размера и состава может быть найден весовым суммированием потенциалов отдельных фракций.

Для величины адсорбционного потенциала определяющим является размер пор, который сильно различается даже для глинистых минералов.

Данные расчетов использованы на рис. 1.7 для оценки адсорбционного потенциала глинистых пород. Полученная тройная диаграмма позволяет оценить значения адсорбционного потенциала при сравнительно высокой концентрации насыщающего электролита 0.1н. При расчетах для монтмориллонита был принят радиус капилляров $5 \cdot 10^{-9}$ м и размер частиц $5 \cdot 10^{-8}$ м. Для гидрослюд был принят размер $2 \cdot 10^{-7}$ м и радиус $2 \cdot 10^{-8}$ м, для каолина – 10^{-6} м и 10^{-7} м соответственно.

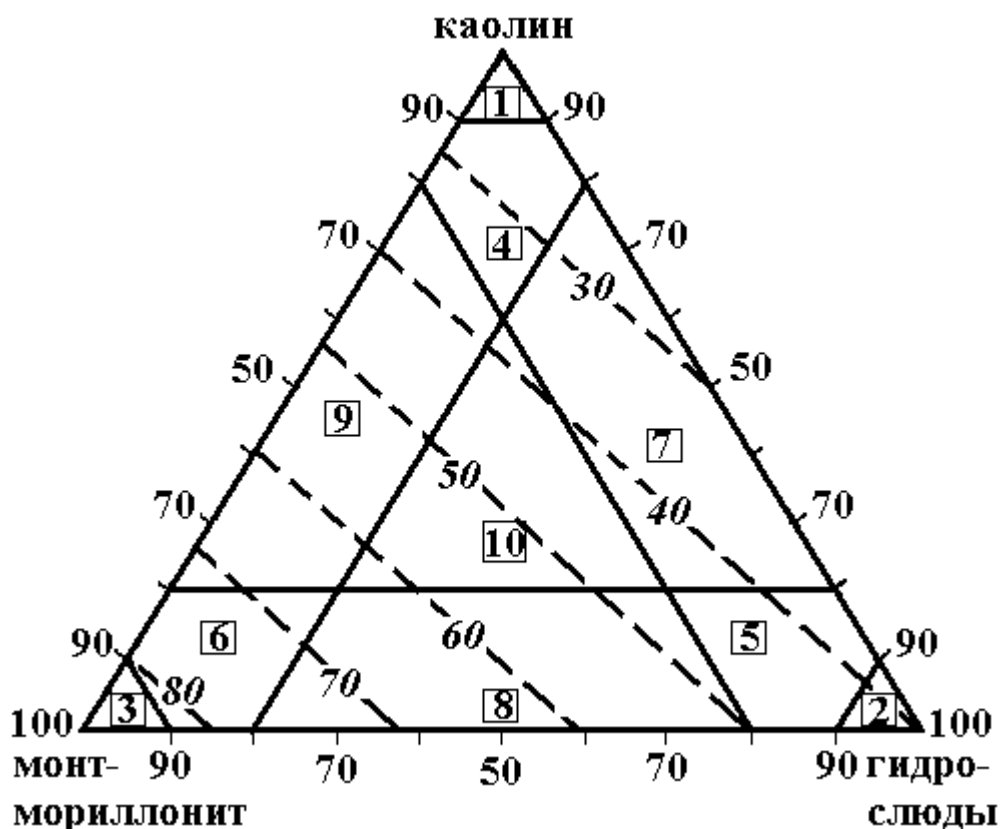


Рис. 1.7 Классификация глинистых пород (пелитолитов): 1– каолинитовые, 2 – гидрослоудистые, 3 – монтмориллонитовые, 4 – гидрослоудисто-каолинитовые, 5 – каолинито-гидрослоудистые, 6 – гидрослоудисто-монтмориллонитовые, 7 – монтмориллонит-гидрослоудисто-каолинитовые, 8 – каолинит-гидрослоудисто-монтмориллонитовые, 9 – гидрослоудисто - каолинит - монтмориллонитовые, 10 – породы смешанного состава, где содержание каждого компонента более 20% (по *Н.В.Логвиненко, 1974*, из книги [3]). Пунктиром показаны изолинии адсорбционного потенциала, мВ, при концентрации электролита 0.1н.

При выполнении этих и подобных им расчетов наиболее дискуссионным является вопрос о размерах пор между агрегатами частиц монтмориллонита. Гидратированный монтмориллонит имеет кристаллическую решетку с расстоянием порядка $5-7 \cdot 10^{-10}$ м между пакетами слоев [5]. При диагенезе глини-

стого осадка [33] происходит изменение его микроструктуры, а именно, сближение и укрупнение микроагрегатов, закрытие крупных и сокращение размеров мелких микропор. Ячеистая структура, преобладающая в свежих осадках, переходит в матричную микроструктуру, пористость уменьшается до 35-40%. Обычно пористое пространство матричной микроструктуры представлено четырьмя категориями пор со средними эквивалентными диаметрами 0,06; 0,42; 3,3 и 12,3 мкм. Объем порового пространства на 90% формируется межмикроагрегатными порами с эквивалентным диаметром 3,3 мкм. В то же время наиболее многочисленны межчастичные ультрамикропоры с эквивалентным диаметром 0,06 мкм (радиус $3 \cdot 10^{-8}$ м). Тогда в децинормальном растворе относительный радиус пор составит $x_1 = 30$. Этого явно недостаточно для высокой адсорбционной активности монтмориллонита. Вероятно, адсорбция происходит также и между пакетами слоев. С учетом такого механизма, можно принять относительный радиус равным $x_1 = 3 \div 5$.

Пример теоретической оценки адсорбционного потенциала породы по ее гранулометрическому и минеральному составу дан ниже на рис. 1.8 для смеси монтмориллонита (размер частиц $3 \cdot 10^{-8}$ м, радиус пор $5 \cdot 10^{-9}$ м), гидрослюд (размер частиц $2-4 \cdot 10^{-7}$ м, радиус пор $2 \cdot 10^{-8}$ м), каолинита (размер агрегатов 10^{-6} м, радиус пор 10^{-7} м), пелитовых частиц (радиус пор $n \cdot 10^{-6}$ м) и мелкозернистого кварцевого песка.

Тогда равновесные значения адсорбционного потенциала $U_{адс}$ при 0.01n концентрации насыщающего электролита и при условии, что для глинистых фракций потенциал двойного слоя равен 200 мВ, составят величину 75 мВ для аргиллита (80% монтмориллонита, 20% гидрослюд), 12 мВ для глинистого алевролита (5% монтмориллонита, 10% гидрослюд, 15% каолина, 70% пелитового материала), 6 мВ для глинистого песчаника мелкозернистого (5% гидрослюд, 20% каолина), 3 мВ для среднезернистого песчаника на глинистом цементе (2% гидрослюд, 10% каолина).

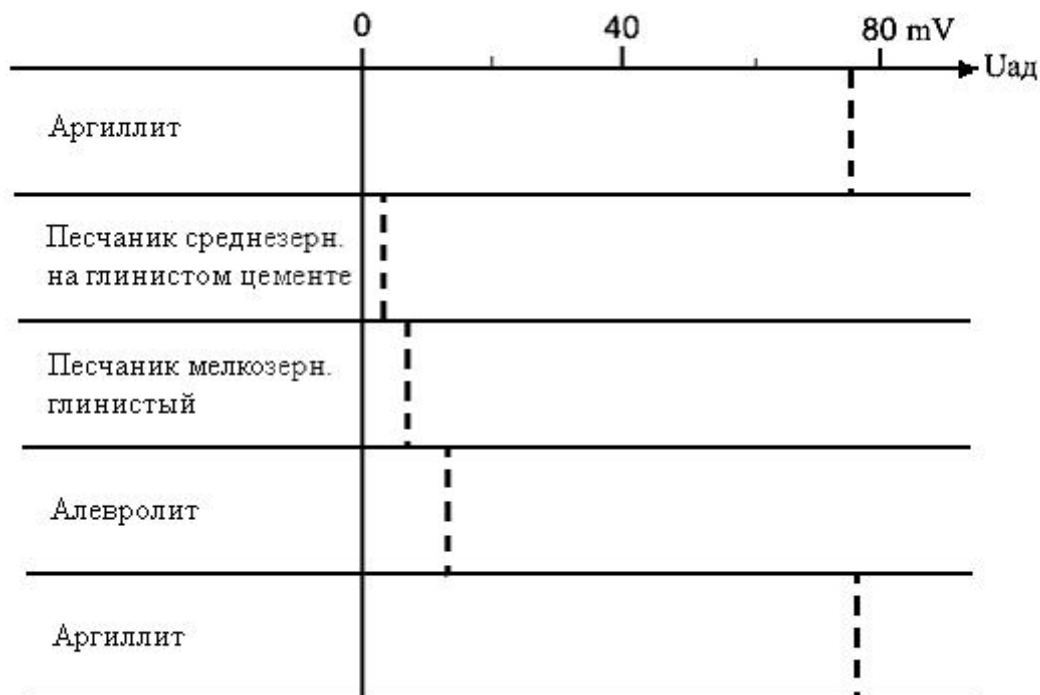


Рис. 1.8. Примерные величины теоретического равновесного адсорбционного потенциала при пересечении пачки пластов разного минерального и гранулометрического состава

Пример экспериментального изучения зависимости фильтрационных параметров от гранулометрического состава приведен на рис. 1.9. Экспериментальные данные (рис.1.9) свидетельствуют о том, что при увеличении глинистости до 25% проницаемость уменьшается до величины 10^{-17} м^2 , соответствующей верхнему пределу проницаемости чистых глин [5]. Отсюда можно сделать заключение о способе теоретической оценки проницаемости песчано-глинистых смесей.

Проницаемость каждой фракции в отдельности можно оценить по формуле для среды, пронизанной цилиндрическими порами в направлении движения флюида, причем в изотропной среде она не зависит от выбора направления и равна в соответствии с законом Дарси и формулой Пуазейля для средней скорости [19]

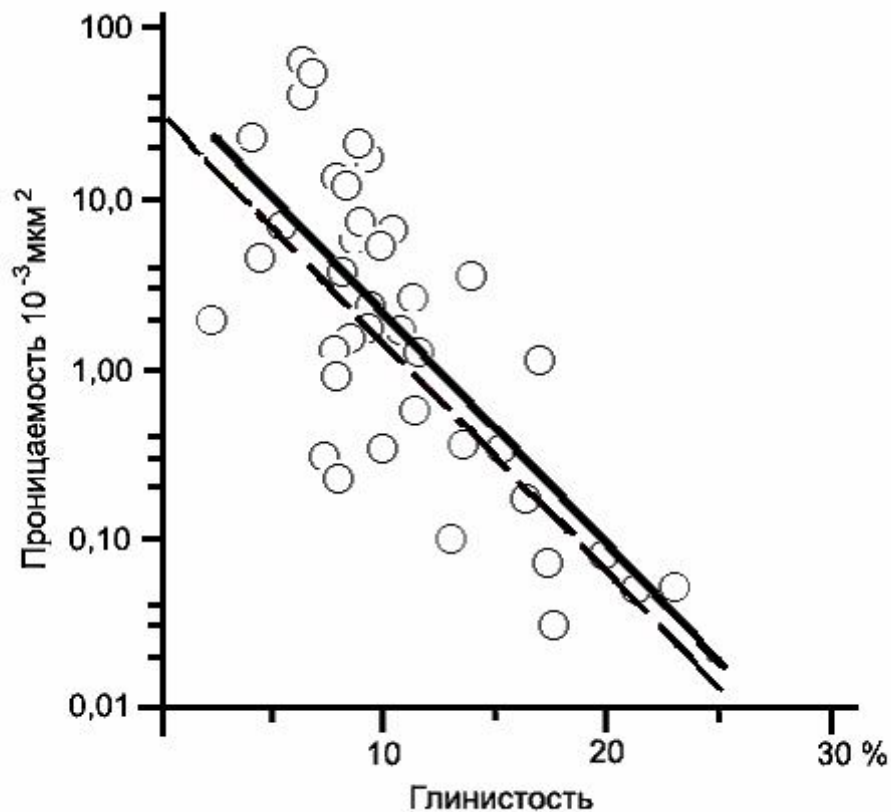


Рис. 1.9. Зависимость коэффициента проницаемости от содержания глинистой фракции в песчанике [39]. Пунктир – теоретический расчет

$$c = k_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \frac{r_1^2}{8},$$

где $k_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости, c – проницаемость, м^2 ,

$k_{\text{п}}$ – коэффициент пористости,

r_1 – радиус пор, м.

В частности, для каолинита по этой формуле при $k_{\text{п}} = 20\%$, $r_1 = 10^{-7}$ м

имеем $k_{\text{пр}} = 2,5 \cdot 10^{-16}$ м.

Подсчитаем проницаемость по формуле, подобной формуле для расчета проводимости параллельных проводников

$$c = (p_{\text{п}} k_{\text{п}} - p_{\text{ал}} k_{\text{ал}} - p_{\text{арг}}) \frac{r_{\text{п}}^2}{8} + (p_{\text{ал}} k_{\text{ал}} - p_{\text{арг}}) \frac{r_{\text{ал}}^2}{8} + p_{\text{арг}} k_{\text{арг}} \frac{r_{\text{арг}}^2}{8},$$

если $p_{\text{п}}k_{\text{п}} \geq p_{\text{ал}}k_{\text{ал}} + p_{\text{арг}}$,

$$c = (p_{\text{ал}}k_{\text{ал}} - p_{\text{арг}}) \frac{r_{\text{ал}}^2}{8} + p_{\text{арг}}k_{\text{арг}} \frac{r_{\text{арг}}^2}{8},$$

если $p_{\text{ал}}k_{\text{ал}} \geq p_{\text{арг}}$ и

$$c = p_{\text{арг}}k_{\text{арг}} \frac{r_{\text{арг}}^2}{8},$$

если $p_{\text{п}}k_{\text{п}} + p_{\text{ал}}k_{\text{ал}} = p_{\text{арг}}$.

Здесь $p_{\text{п}}, p_{\text{ал}}, p_{\text{арг}}$ – доля общего объема, занятая песчаной, пелитовой и глинистой фракциями соответственно, $p_{\text{п}} + p_{\text{ал}} + p_{\text{арг}} = 1$,

$k_{\text{п}}, k_{\text{ал}}, k_{\text{арг}}$ – пористость песчаной, пелитовой и глинистой фракций,

$r_{\text{п}}, r_{\text{ал}}, r_{\text{арг}}$ – радиус пор в песчаной, пелитовой и глинистой фракциях.

При выводе формул предполагалось, что более мелкая фракция частично или полностью заполняет поровое пространство более крупной фракции. По этим формулам выполнен расчет теоретических значений проницаемости для случая $r_{\text{ал}} = 10^{-6}$ м, $p_{\text{ал}} = 0,25$ в песчано-алевритовой основе и $r_{\text{арг}} = 2 \cdot 10^{-8}$ м в глинистом цементе. Результаты расчетов, свидетельствующие о целесообразности дальнейшего изучения вопроса, показаны на рис. 1.9 пунктиром.

Заключение

- Разработана физико-химическая теория возникновения адсорбционного потенциала (спонтанная поляризация ПС) поверхностно активных веществ с использованием теории двойного электрического слоя в пористых породах.
- Величина равновесного адсорбционного потенциала прямо связана с размером пор и опосредованно - с гранулометрическим составом и напрямую не зависит ни от пористости, ни от проницаемости. Поэтому актуально исследование экспериментальных зависимостей с целью уточнения и детализации методики определения пористости и проницаемости по данным ПС.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ ПС

2.1. Установка и методика лабораторных исследований диффузионно-адсорбционных потенциалов

Рассмотренные ниже установка и способ лабораторных измерений диффузионно-адсорбционных потенциалов предназначены для построения эталонных корреляционных зависимостей между параметрами ПС, пористостью и проницаемостью образцов керна из нефтегазовых скважин с целью определения пористости и проницаемости пластов по данным каротажа ПС. Лабораторные измерения преследуют цель исследования связи между диффузионно-адсорбционными потенциалами и подсчетными параметрами при отсутствии влияния скважины, зоны проникновения и геометрии пласта на величину ПС. Устраняется также несоответствие между пористостью и проницаемостью образца с одной стороны и значением ПС с другой стороны, которое возникает в области резких изменений значений ПС из-за неточной привязки. Это несоответствие может являться одной из существенных причин ухудшения корреляционных зависимостей.

Недостатки ранее используемых способов измерений. Измерения диффузионно-адсорбционных потенциалов дисперсных систем, аналогичные лабораторным измерениям спонтанной поляризации образцов горных пород, известны в физической химии [38]. Механизм возникновения потенциалов Доннана на границе между набухшим полимером (студнем) и раствором низкомолекулярного электролита, имеющим общий с полимером катион, и механизм возникновения спонтанной поляризации горных пород, обладающих большой удельной поверхностью, сходны. Для измерения потенциалов используют, например, каломельные электроды, соединенные солевыми мости-

ками с исследуемой системой. Как отмечено в [38], диффузия электролита из ключа в полимер приводит к возникновению потенциала доннановского типа, но в неравновесных и нестационарных условиях. Возникает неустранимая добавка к измеряемому доннановскому потенциалу, которая является малой, но не пренебрежимо малой. Подобная проблема существует и при измерениях ПС в лабораторных условиях, являясь одним из основных источников погрешности.

Наиболее близкими к предлагаемому являются способ и устройство, описанные в [14]. Согласно этой работе, образец керна, насыщенный электролитом, закрепляют в непроницаемой перегородке, по разные стороны которой находятся растворы различной концентрации. Измеряют разность потенциалов между растворами или, иначе, разность потенциалов $\Delta U_{ПС}$ между сторонами образца. О диффузионно-адсорбционной активности образца судят по коэффициенту $K_{ДА}$, связывающему логарифм отношения удельного электрического сопротивления растворов, с величиной измеренной разности потенциалов между неполяризуемыми электродами по разные стороны образца

$$\Delta U_{ПС} = K_{ДА} \lg \frac{\rho_2}{\rho_1}.$$

Указанные способ и устройство широко известны. Они применяются в петрофизике и каротаже почти девяносто лет практически в неизменном виде.

Недостатком этого способа и устройства является неустранимая разность диффузионных потенциалов, возникающая в местах контакта неполяризуемых электродов с растворами, в которые помещен образец. Чем больше отношение концентраций электролитов, тем больше этот нежелательный вклад в измеряемые значения $\Delta U_{ПС}$. Погрешность определения $K_{ДА}$ возрастает в случае малой диффузионно-адсорбционной активности образца, которая свойственна пористым и высоко проницаемым коллекто-

рам. Между тем, именно в них сосредоточены наиболее значительные и легко извлекаемые запасы нефти и газа.

Цель предлагаемого способа и установки [7] – уменьшение искажающего влияния диффузионной э.д.с. в местах контакта неполяризующихся электродов с электролитом на результаты измерения разности потенциалов ПС и, в конечном счете, повышение точности определения диффузионно-адсорбционной активности проницаемых горных пород. Указанная цель достигается тем, что измерительные электроды помещаются в электролит одинаковой концентрации. При этом в случае одинаковой конструкции неполяризующихся электродов возникают одинаковые значения диффузионной э.д.с, которые, алгебраически складываясь, уничтожают друг друга. Этот способ реализован в устройстве, изображенном на рис. 2.1 – 2.2.

Лабораторная установка, использованная нами, заметно отличается от установки, применявшейся в предыдущих исследованиях другими авторами. Устройство содержит электролитическую ванну, разделенную не на две части, как обычно, а на три части (рис. 2.1). Соответственно в каждом измерении участвует не один, а два различных образца из разных интервалов скважины. Эффективность такого подхода наиболее очевидна, когда один из образцов взят из покрышки месторождения углеводородов, которая обычно представлена однородной толщей аргиллитов с высоким содержанием монтмориллонита, а другой – из пласта-коллектора нефти и газа.

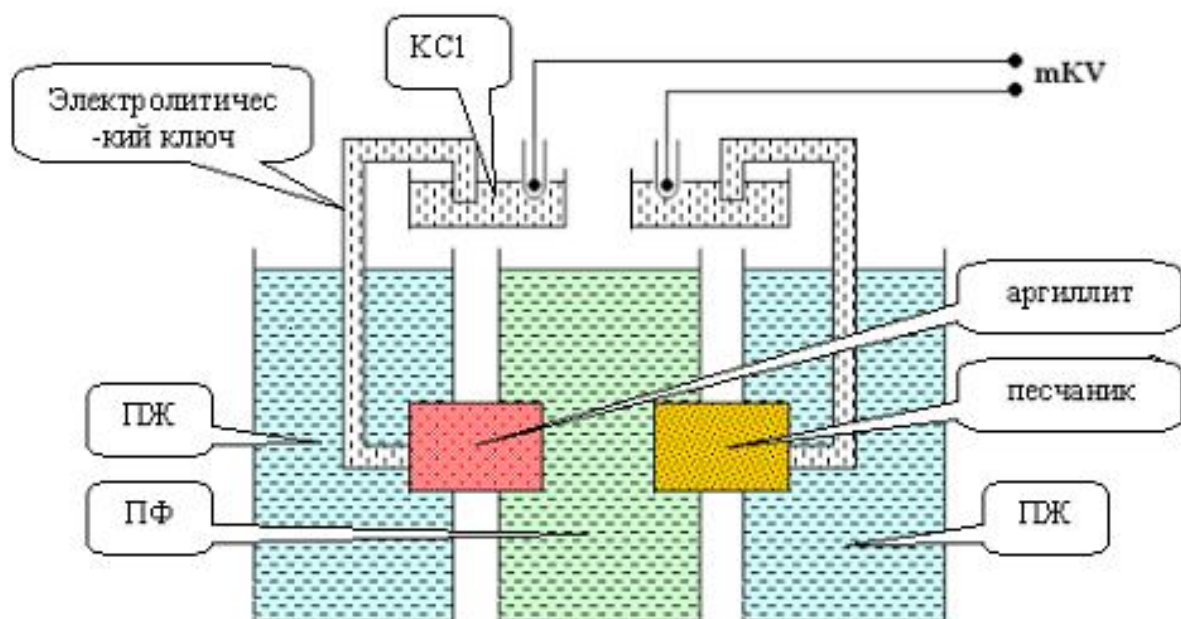


Рис. 2.1 Схема лабораторной установки для измерения диффузионно-адсорбционных потенциалов образцов керна цилиндрической формы

Оба образца предварительно насыщают раствором электролита, который по составу и концентрации солей идентичен фильтрату пластового флюида (ПФ) на данном месторождении. Состав и концентрацию ионов подбирают с помощью таблицы 1.1 из раздела 1. Такой же раствор наливают в средний бокс электролитической ванны. В крайние отделения наливают раствор, аналогичный промывочной жидкости (ПЖ). Таким образом, крайние измерительные электроды, являющиеся основными, оказываются в контакте с одним и тем же электролитом, чем и достигается поставленная цель.

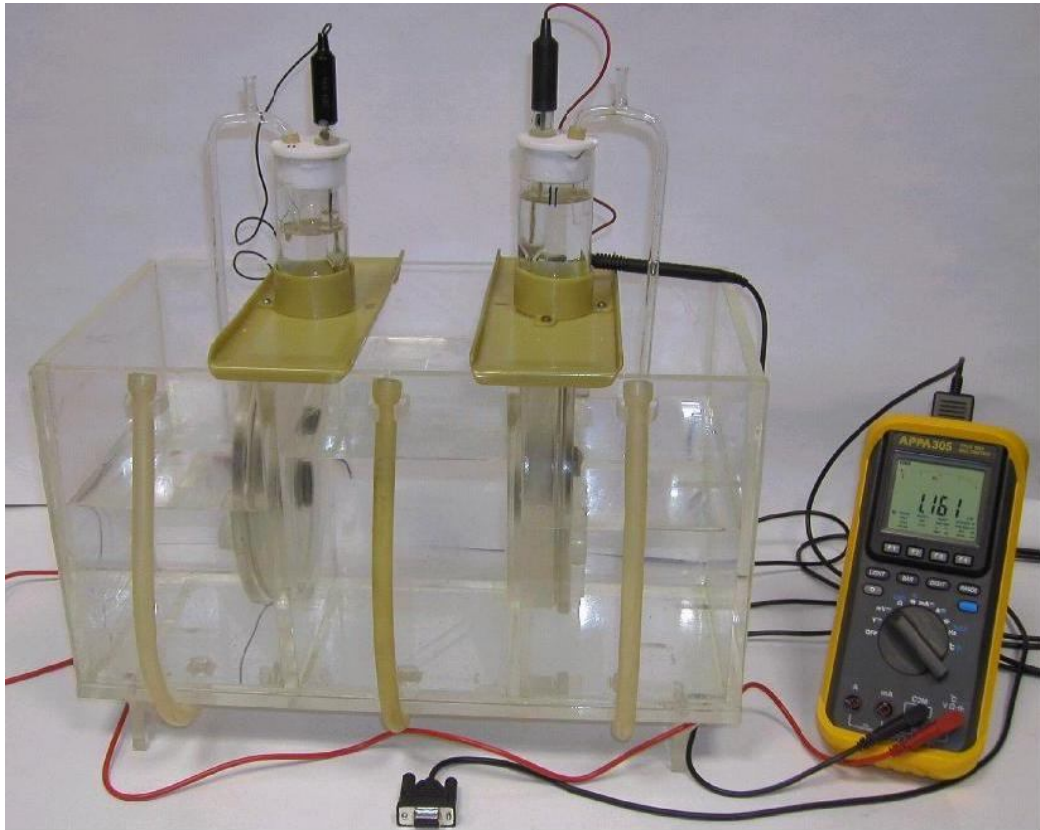


Рис. 2.2 Лабораторная установка и цифровой мультиметр

С помощью каломельных электродов и электролитических ключей (рис. 2.2) ванну подсоединяют к пишущему цифровому мультиметру, показания которого заносятся в компьютер в виде файлов формата *.xls*. Это позволяет регистрировать динамику изменений потенциала, начиная с момента соприкосновения поверхности образца с фильтратом промывочной жидкости ПЖ.

Помещая электролитические ключи во внешние ванны (рис. 2.1), мы имеем возможность измерения потенциала относительно "линии глин", если один из образцов является аргиллитом. Аргиллит обычно берут из крышки. Помещая один из ключей в среднюю ванну, мы приходим к прежней схеме измерений, когда измеряли разность потенциалов на торцах одного образца между ваннами с раствором электролита разной концентрации.

2.2. Результаты испытаний

Результаты испытаний лабораторной установки свидетельствуют о достижении поставленной цели и целесообразности использования устройства вместо устройств, применявшихся ранее. На рис. 2.3 показаны результаты основного и дополнительного измерений $\Delta U_{ПС}$. Основное измерение осуществлено, когда измерительные электроды находятся в крайних отсеках ванны для пары образцов аргиллит-песчаник. Дополнительное измерение выполнено, когда один измерительный электрод расположен в левом отсеке ванны, а другой – в среднем по другую сторону образца аргиллита. При дополнительном измерении воспроизведена ситуация при использовании прототипа. Дополнительные измерения носят в рассматриваемом способе вспомогательный характер. Они не являются отличительной особенностью способа и устройства. Они нужны в отдельных случаях для оценки вклада покрышки и коллектора в формирование аномалии ПС на кривой каротажа. Динамика при основном и дополнительном измерении связана с измерительными электродами. Заметно, что изменения $\Delta U_{ПС}$ и время стабилизации меньше в случае, когда измерительные электроды находятся в растворе с одинаковым электролитом (пунктир на рис. 2.3). Несмотря на стабилизацию значений $\Delta U_{ПС}$, величину диффузионной э.д.с. измерительных электродов принципиально невозможно вычленить из результата основного или дополнительного измерения.

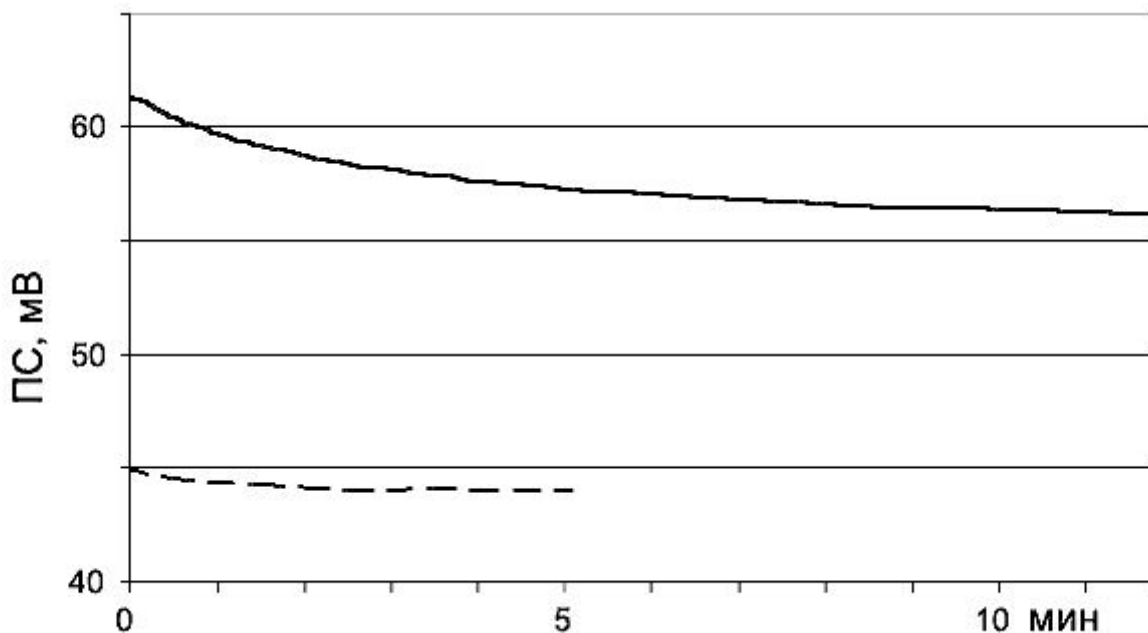


Рис.2.3. Динамика изменения $\Delta U_{ПС}$ в случае измерительных электродов, помещенных: в левый и средний отсеки установки (аргиллит) – сплошная линия; в крайние отсеки (аргиллит + песчаник) – пунктир

Можно лишь утверждать на основании рис. 2.3, что при основном измерении погрешность определения $\Delta U_{ПС}$ за счет диффузионной э.д.с. меньше на 3-5 мВ, что существенно для проницаемых образцов. Как следует из таблицы 2.1, алгебраическая сумма дополнительных измерений не равна основному измерению. Это объясняется тем, что в сумму дополнительных измерений дважды входит неизвестная величина разности потенциалов измерительных электродов MN, находящихся в растворах различной концентрации. Когда электроды находятся в крайних ваннах, разность потенциалов электродов MN, строго говоря, тоже не известна. Однако об ее величине можно судить по второму столбцу таблицы, в котором указана величина разности, когда оба электрода помещены в одну из крайних ванн. Эту величину следует добавить к основному измерению в качестве поправки.

Как следует из результатов измерений, приведенных в табл. 2.1, на образцах песчаника 114, 120, 128 в наиболее пористой и проницаемой части про-

дуктивного горизонта, где разность потенциалов приемных электродов может превосходить разность потенциалов при дополнительном измерении с песчаником, сведения об адсорбционно-диффузионной активности песчаников, полученные на основании дополнительных измерений, становятся не достоверными. В этой ситуации проявляется основное достоинство новой установки и способа измерений.

Таблица 2.1

Результаты основных и дополнительных измерений ПС

Образец песчаника	Разность потенциалов, мВ				
	MN	Аргиллит + песчаник	аргиллит	песчаник	сумма
110	2.05	41.24	56.21	-10.92	45.29
114	3.94	49.68	48.77	-0.16	48.61
120	2.28	52.93	47.46	3.95	51.41
122	3.24	39.86	53.15	-9.96	43.19
123	2.71	44.7	51.02	-5.1	45.92
124/2	2.71	46.24	55.03	-8.77	46.26
125	0.22	37.18	55.86	-17.49	38.37
126	1.22	44.0	56.17	-12.32	43.75
128	1.51	54.59	54.0	-0.17	53.53

Отличительной особенностью установки на рис. 2.1 – 2.2 является то, что измерения с ней имитируют процесс каротажа ПС в скважинах в его наиболее существенных чертах и позволяют непосредственно из результатов лабораторных измерений получить так называемый параметр "альфа ПС", используемый при интерпретации каротажных кривых для определения пористости и проницаемости. Действительно, когда второй образец также является

аргиллитом, то $\Delta U_{ПС}$ близко к нулю, а когда крупнозернистым слабо цементированным песчаником, то $\Delta U_{ПС}$ максимально. Это позволяет перейти непосредственно от измеренной величины $\Delta U_{ПС}$ к указанному параметру путем линейного преобразования.

Процесс измерений и обработки результатов осуществляется следующим образом. Образцы керна, предварительно насыщенные раствором, имитирующим пластовый флюид, закрепляют в непроницаемых перегородках с помощью резиновых сальников. Образец аргиллита из покрышки подбирают из интервала с максимальными значениями каротажной диаграммы ПС ("линия глин"). Его можно использовать для ряда измерений на данном месторождении углеводородов. Парный образец берут из группы образцов с заранее определенными коэффициентами пористости и проницаемости. Затем доливают отсеки электролитической ванны электролитом, средний – пластовым флюидом, крайние – фильтратом промывочной жидкости. В отсеки помещают электролитические ключи насыщенных каломельных электродов, заполненные насыщенным раствором хлористого калия. Возможно применение ненасыщенных каломельных электродов и раствора той же концентрации, а также использование металлических электродов, погруженных в раствор собственной соли (медь и серноокислая медь, свинец и уксуснокислый свинец). Измерения и регистрацию с опросом через каждые несколько секунд осуществляют в течение времени, необходимого для стабилизации результата, обычно в течение получаса. В отдельных случаях осуществляют одно или два дополнительных измерения с помещением одного из измерительных электродов в средний отсек. Значения $\Delta U_{ПС}$ для образцов с известными коэффициентами пористости и проницаемости наносят на точечные диаграммы и проводят линию тренда.

Для группы образцов с конкретного месторождения аналогично тому, как это делают в каротаже ПС, вычисляют параметр "альфа ПС" по формуле

$$\alpha_{\text{ПС}} = 0.05 + 0.95 \frac{\Delta U_{\text{ПС}} - \Delta U_{\text{ПС1}}}{\Delta U_{\text{ПС2}} - \Delta U_{\text{ПС1}}},$$

где $\Delta U_{\text{ПС2}}, \Delta U_{\text{ПС1}}$ – максимальное и минимальное значения ПС для выборки образцов, включающей аргиллиты покрывки, алевролиты и песчаники продуктивного горизонта; 0.05 – значение "альфа ПС", обычно принимаемое для образца с минимальной пористостью, взятого из какого-либо пропластка плотных алевролитов продуктивного горизонта. Подготовленные таким образом корреляционные зависимости между параметром "альфа ПС", пористостью и проницаемостью используют для интерпретации каротажных диаграмм по стандартной методике.

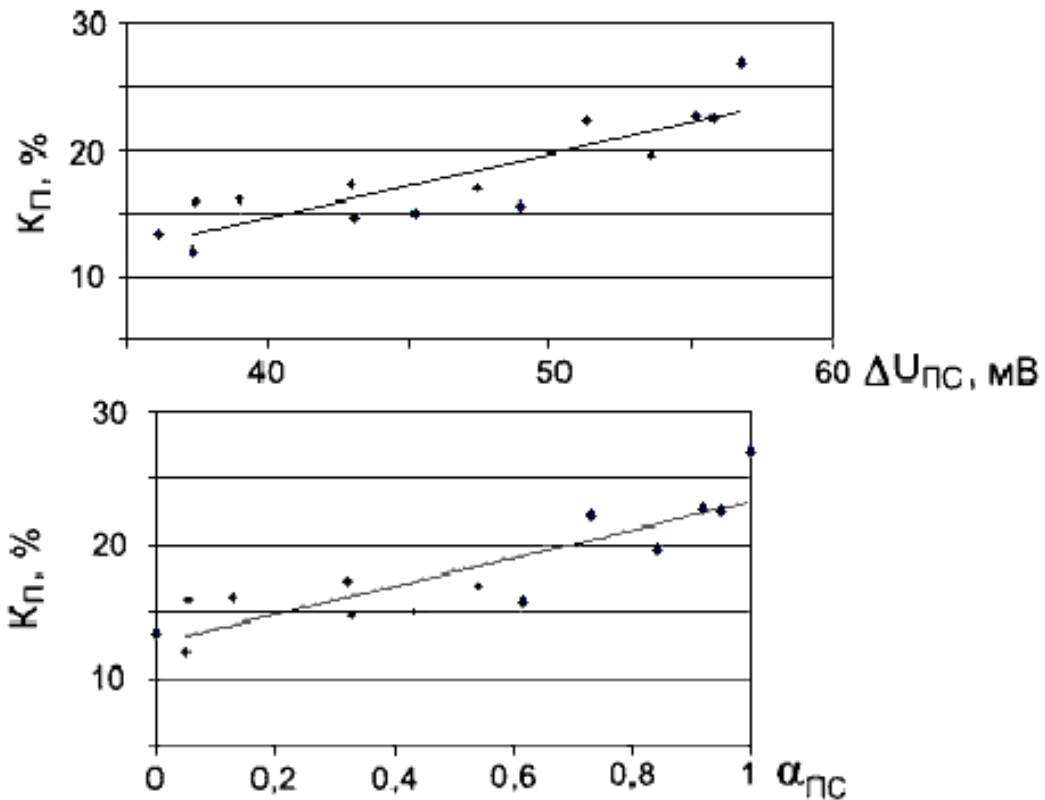


Рис. 2.4. Корреляционные зависимости между коэффициентом пористости $K_{\text{п}}$, разностью потенциалов спонтанной поляризации $\Delta U_{\text{ПС}}$ и параметром $\alpha_{\text{ПС}}$

На рис. 2.4 приведен пример, иллюстрирующий конечный результат, полученный по предлагаемому способу согласно описанной выше процедуре.

Из сравнения верхнего и нижнего фрагментов рис. 2.4 отчетливо видно, что координаты точек и линия тренда для корреляционной зависимости между коэффициентом пористости и параметром "альфа ПС" непосредственно получены путем линейного преобразования результатов измерений $\Delta U_{ПС}$ в лабораторной установке.

2.3. Изучение связей между ПС и коэффициентом пористости по лабораторным измерениям ПС на образцах

Характеристика покрышек. Разработана классификация глинистых покрышек нефтяных и газовых месторождений по фациальному признаку, [33], охватывающая глинистые отложения от глубоководной фации до осадков сильно подвижного прибрежного мелководья. Глины с высоким содержанием песчано-алевритовых частиц формируются в мелководной прибрежной зоне и мелководной части шельфа ближе к дельтам рек, более тонкодисперсные глины с малым содержанием песчано-алевритового материала осаждаются в более глубоководных частях бассейна седиментации.

Таблица 2.2

Классификация глинистых покрышек по фациальным условиям и экранирующим свойствам ([33], с сокращениями)

Фациальные условия	Минеральный состав	Размер частиц мкм	Однородность	Песчано-алевритовый материал %	Карбонаты, %	Проницаемость, мкм ²	Пласт		Класс
							проницаемый	газ	
Глубоководный шельф (300-500м), спокойный режим	М	до 0,1	да	до 10	-	10 ⁻⁸	нет	нефть	1
Глубоководный шельф (200-300м), спокойный режим	М, И+М	0,1-0,2	да	10-20	-	10 ⁻⁸	нет	нет	2
Средний шельф (до 200 м), спокойный режим	И+М, И	до 0,3	преимущественно	20-30	1-2	10 ⁻⁷	слабо	нет	3
Периферия дельты (до 100 м), мутьевые потоки	И, И+М	0,3-1	переслаивание с алевритами	30-40	2-3	10 ⁻⁶	да	нет	4
Мелкий шельф (до 70 м), активная динамика	И, К, Х	0,5-3	переслаивание с алевритами и песчанками	40-50	до 5	10 ⁻⁵	да	слабо	5
Прибрежное мелководье (до 40 м), активная динамика	К, И, Х	0,5-3	то же	50-70	5	10 ⁻⁵	да	да	6
Подвижное прибрежное мелководье (20-30 м), очень активная динамика	К, Х, И	0,5-10	то же	70-80	5	10 ⁻⁴	да	да	7

М – монтмориллонит, И – гидрослюда, К – каолин, Х – хлорит

В глубоководных условиях глинистые частицы содержат ионы натрия, которые препятствуют коагуляции осадков. Эти осадки обладают большей емкостью поглощения. Судя по значениям потенциала ПС, глинистые покрышки на нефтяных месторождениях относятся к первому классу и представлены уплотненными монтмориллонитами.

Распределение диаметров поровых каналов. Далее представлены результаты изучения геометрии порового пространства микропетрографическим методом [1]. Поры заполняли окрашенной бакелитовой смолой, образец разрезали после полной полимеризации и изучали в прозрачных шлифах плотность распределения случайных расстояний между стенками пор. Изучение шлифов, приготовленных в трех взаимно перпендикулярных направлениях, показало, что образцы близки к пористым изотропным средам. Коллекция изученных образцов представлена кварцевыми, полевошпатово-кварцевыми, аркозовыми, мелко-, среднезернистыми песчаниками с содержанием глинистого цемента от 5 до 20%.

Из анализа кривых распределения (рис. 2.5) следует, что максимальный диаметр каналов коллекторов 1 класса достигает 26-33 мкм. Медианный диаметр их изменяется от 12,6 до 15,5 мкм (рис. 2.5 а, б, в). Длина слабо извилистых ходов сообщения изменяется от 45 до 100 мкм, в среднем 60-70 мкм. Колебания средних размеров поровых каналов обусловлены различным гранулометрическим составом. Средний размер каналов коллекторов 2 класса изменяется от 7 до 10,6 мкм, максимальный составляет 6,5-13 мкм (рис. 2.5 г, д, е). Длина и морфология их аналогичны коллекторам 1 класса. Максимальные диаметры поровых каналов в коллекторах 3 класса не превышают 14-15 мкм, а средние размеры составляют 4,4-5,4 мкм (рис. 2.5 ж, з, и). Преобладают ходы сообщения длиной 4,5-8 мкм. В породах-коллекторах 4 класса максимальный диаметр каналов 12-13 мкм, а средний – 2,5-4 мкм (рис. 2.5 к, л, м). Для них характерно повышенное содержание цемента до 20% и неравномерное размещение пор по площади шлифа. Проницаемость колеблется

при близком медианном диаметре каналов.

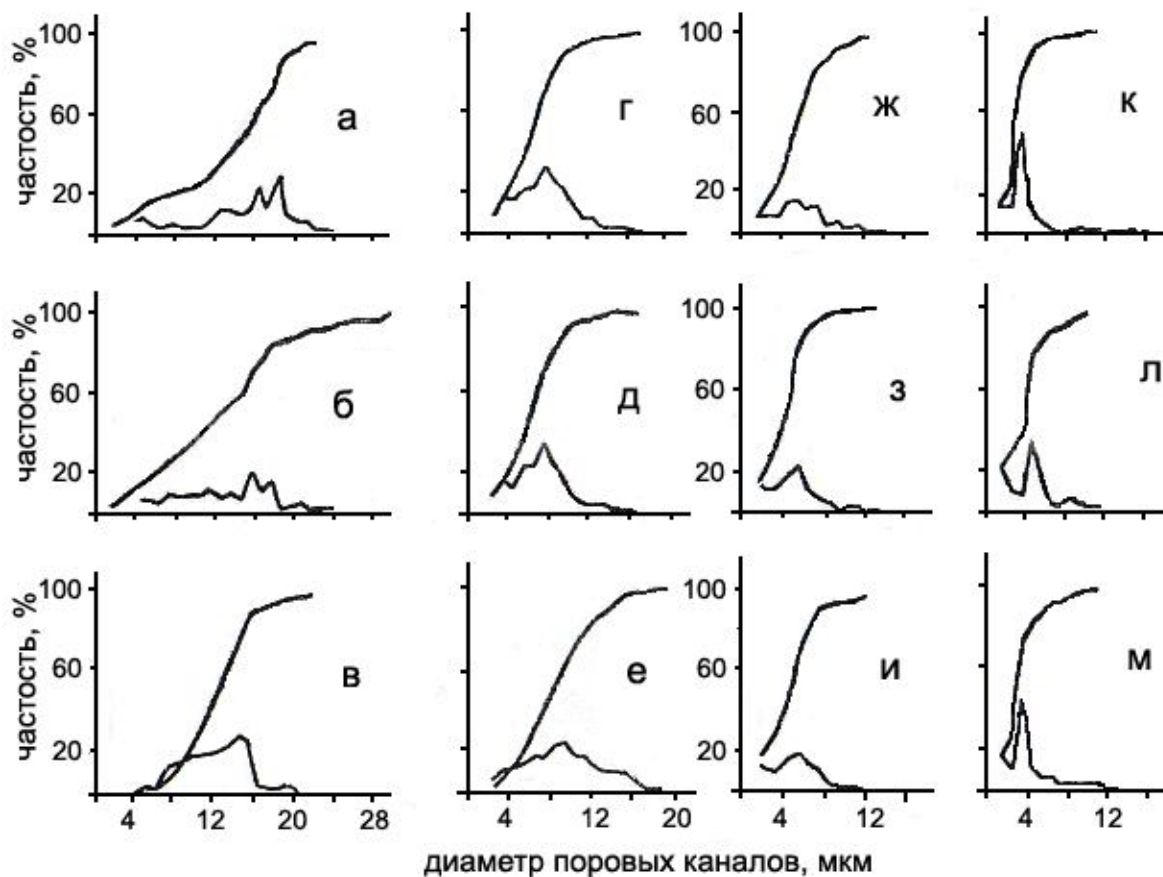


Рис.2.5. Распределение диаметров поровых каналов пород-коллекторов Шаимского района, [1]

а. Северо-Муртымьинская площадь, скв. 91, инт. 1593,3 – 1596,8 м, открытая пористость 25%, эффективная пористость 22,5%, газопроницаемость 1,578 мкм², средний диаметр поровых каналов 15,5 мкм

б. Северо-Муртымьинская площадь, скв. 91, инт. 1589,6 – 1590,6 м, открытая пористость 30%, эффективная пористость 27%, газопроницаемость 1,331 мкм², средний диаметр поровых каналов 12,5 мкм.

в. Южно-Тетеревская площадь, скв. 85, инт. 1556,6 – 1560,1 м, открытая пористость 21,4%, газопроницаемость 1,216 мкм², средний диаметр поровых каналов 12,6 мкм.

г. Трехозерная площадь, скв. 509, инт. 1552,7 – 1556,4 м, открытая порис-

тость 30,7%, газопроницаемость 0,576 мкм², средний диаметр поровых каналов 6,2 мкм (тангенциальный срез).

д. То же, поперечный срез, средний диаметр поровых каналов 7 мкм.

е. То же, продольный срез, средний диаметр поровых каналов 8,6 мкм.

ж. Трехозерная площадь, скв. 601, инт. 1557,7 – 1560,2 м, открытая пористость 26,8%, газопроницаемость 0,116 мкм², средний диаметр поровых каналов 5,2 мкм (поперечный срез).

з. То же, продольный срез, средний диаметр поровых каналов 4,4 мкм.

и. То же, тангенциальный срез, средний диаметр поровых каналов 4,8 мкм.

к. Трехозерная площадь, скв. 576, инт. 1526,0– 1529 м, открытая пористость 28,5%, газопроницаемость 0,064 мкм², средний диаметр поровых каналов 3,2 мкм (поперечный срез).

л. То же, продольный срез.

м. То же, тангенциальный срез

Различие в проницаемости обусловлено разным количеством поровых каналов с преобладающим диаметром.

На рис. 2.6 представлены характерные порометрические кривые пород-коллекторов.

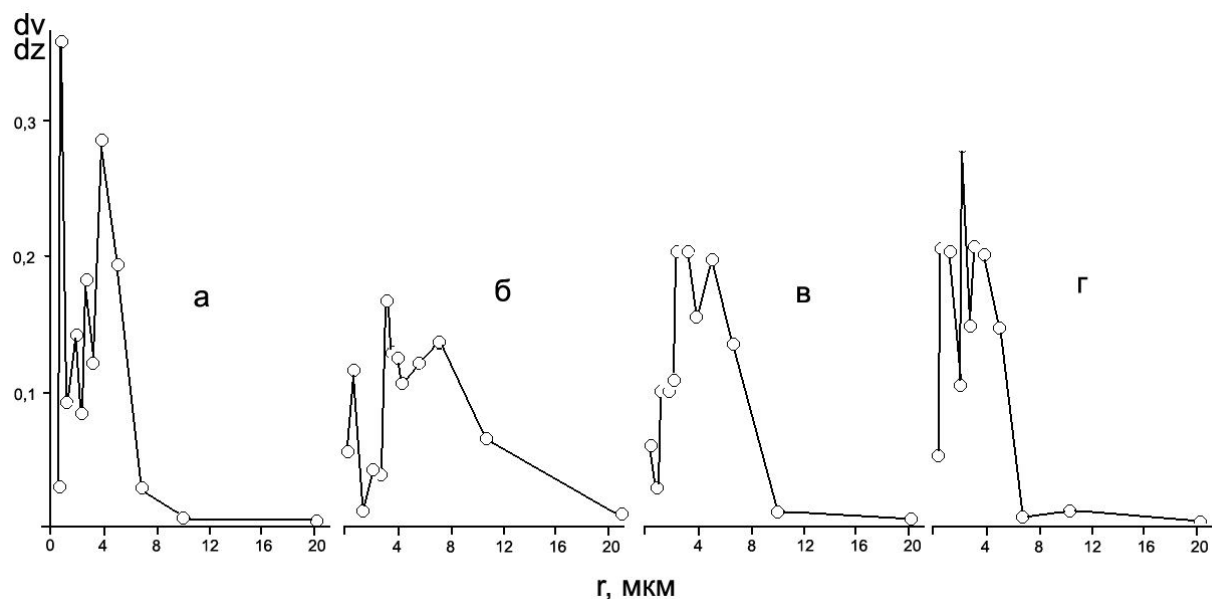


Рис. 2.6. Порометрические кривые пород-коллекторов Трехозерного место-

рождения нефти: а) и г) скв. 576, б) скв. 509, в) скв. 601, [1]. По оси ординат – отношение удельного коэффициента пористости к радиусу порового канала.

Таким образом, в продуктивном верхнеюрском горизонте Шаимского района присутствуют коллекторы всех классов пористости и проницаемости с эффективными диаметрами поровых каналов от 2 до 50 мкм. Преобладают гранулярные коллекторы второго и третьего классов с максимальными размерами каналов 14-18 мкм и средними диаметрами 5-10,6 мкм.

Микропетрографический метод не позволяет получить характеристики ультрамикропор. Поэтому его результатов недостаточно для сопоставления с диффузионно-адсорбционными свойствами.

Сопоставление лабораторных методов изучения керн с диаграммами ПС в скважинах. Далее выполнено прямое сопоставление пористости и проницаемости керн со значениями ПС в точках отбора образцов для лабораторных определений (рис.2.7 и 2.8). В доюрском комплексе зависимость коэффициента пористости от значений ПС изучена в работе [13].

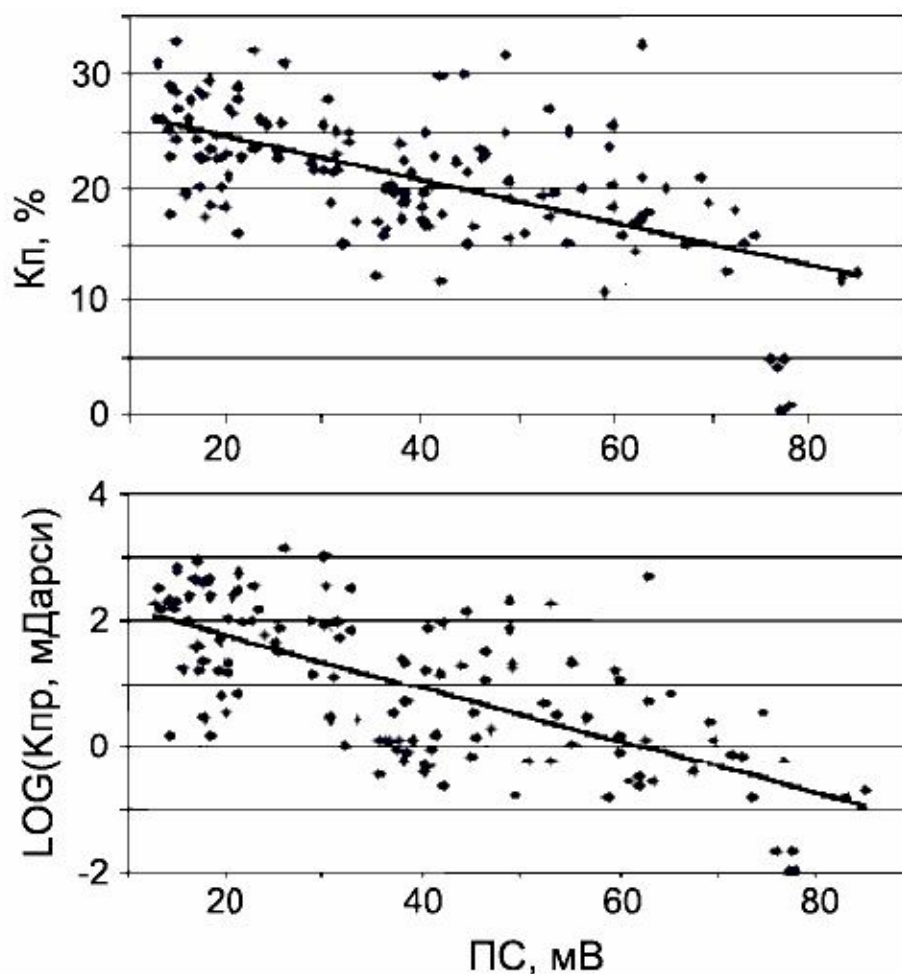


Рис. 2.7. Результаты сопоставления амплитуды аномалии ПС с коэффициентом пористости и логарифмом коэффициента проницаемости в интервале продуктивных отложений тюменской свиты для скважины 10320 Таежного месторождения

Для коэффициента пористости использована пропорциональная шкала, для коэффициента проницаемости в единицах 10^{-15} м^2 – логарифмическая. Тренд сопровождается значительным разбросом величин, как для пористости, так и для проницаемости, как на Таежном, так и на Северном месторождениях.

Однако, зависимость между коэффициентами пористости и проницаемости более тесная и близка к функциональной (рис. 2.9). Естественно предположить, что дополнительный разброс значений на рис. 2.7 и 2.8 вызван рас-

хождениями между глубинами по бурению и каротажу.

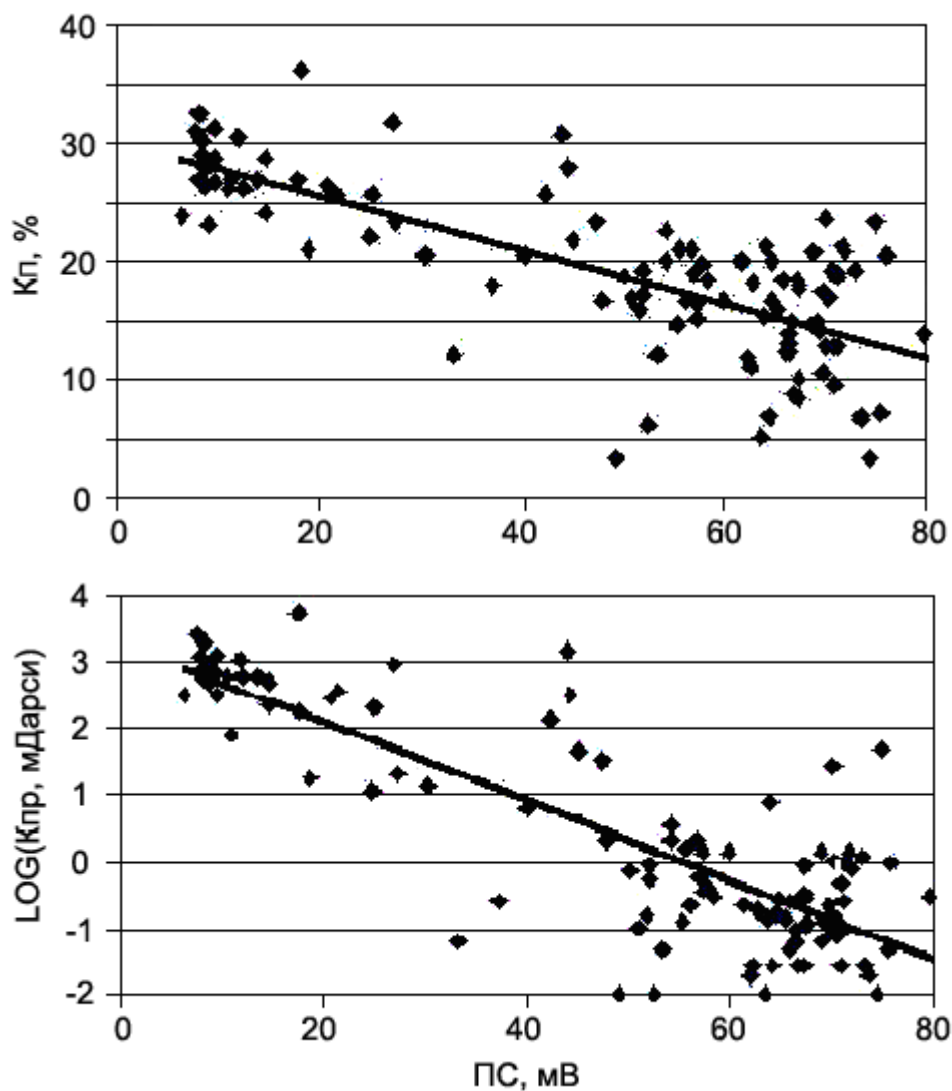


Рис. 2.8. Результаты сопоставления амплитуды аномалии ПС с коэффициентом пористости и логарифмом коэффициента проницаемости в интервале продуктивных отложений тюменской свиты для скважины 10629 Северного месторождения

Бесспорно, что этот фактор оказывает негативное влияние, несмотря на взаимную коррекцию глубин. Все же существует другая, более значимая причина ослабления корреляционных связей между результатами каротажа ПС и лабораторными определениями коэффициентов пористости и прони-

цаемости. Каротаж ПС дает интегральные характеристики диффузионно-адсорбционных свойств пластов. Влияние пропластков, мощность которых соизмерима с диаметром скважины, нивелируется в процессе измерения кривой ПС.

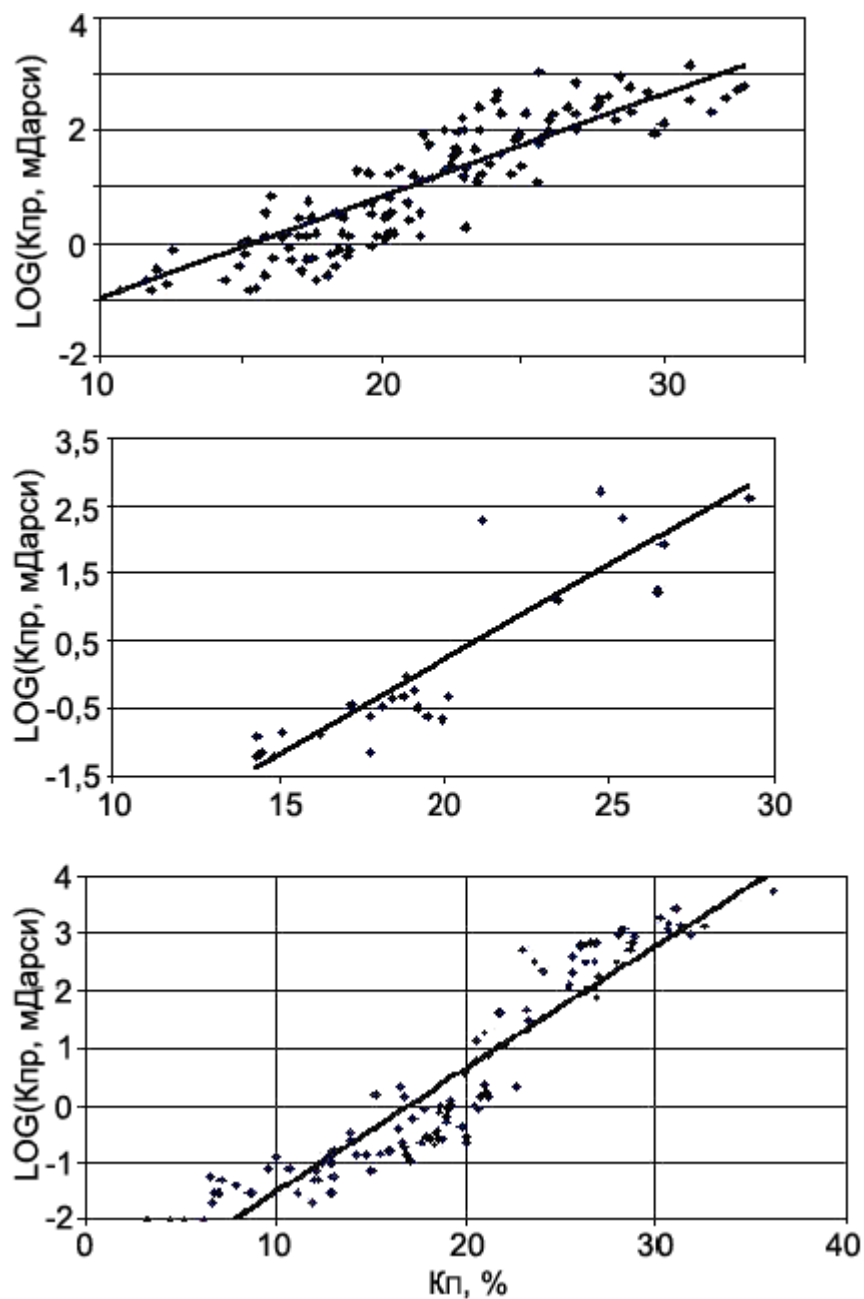


Рис. 2.9. Связь между коэффициентами пористости и проницаемости для продуктивных отложений скважин 10320, 10666 и 10629 (сверху вниз)

В то же время, точечные измерения коэффициентов пористости и прони-

цаемости характеризуются значительной пространственной изменчивостью. Эта изменчивость объективно связана с цикличностью процесса осадконакопления, находящей выражение в тонкой структуре осадочной толщи. Некоторое представление об изменчивости состава и свойств образцов керна дают рис. 2.10 и 2.11.

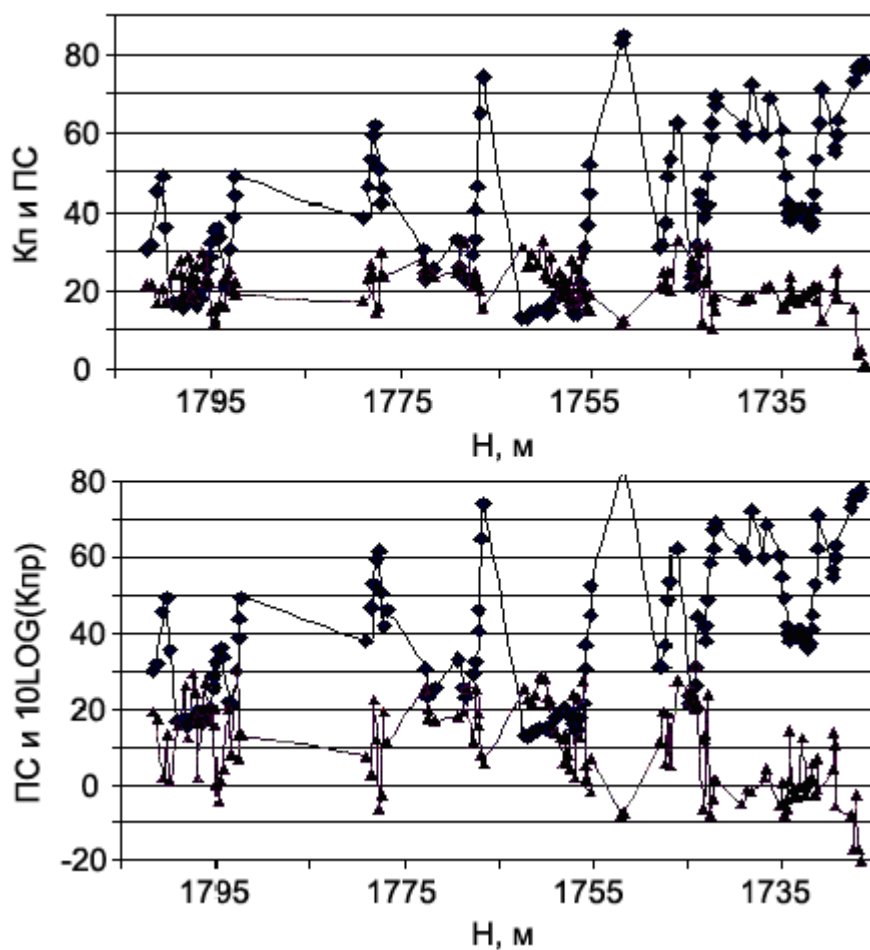


Рис. 2.10. Сопоставление диаграмм ПС с результатами исследования керна скважины 10320 Таежного месторождения. Ромбы – ПС, треугольники – Кп (вверху) и Кпр (внизу)

На этих рисунках приведены значения ПС в местах взятия образцов. В связи с этим диаграмма ПС имеет необычный изрезанный вид, особенно в продуктивных интервалах скважины 10320 Таежного месторождения. Однако в этих же интервалах 1755-1762 м и 1795-1803 м изменчивость коэффи-

циентов пористости и проницаемости заметно выше (рис. 2.10). На рис. 2.11 отмечается повышенная изменчивость коэффициентов пористости и проницаемости в слабо проницаемых интервалах продуктивной толщи.

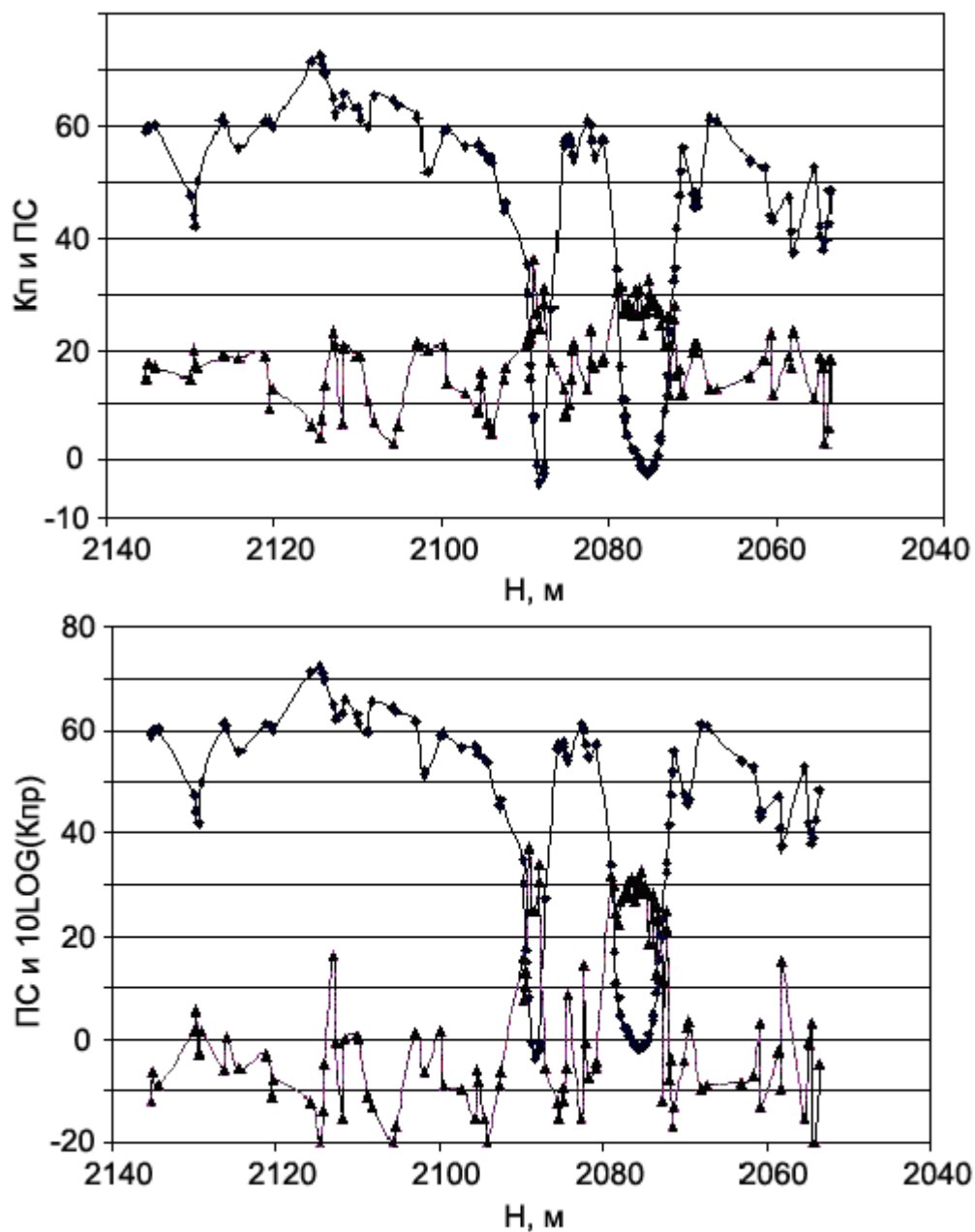


Рис. 2.11. Сопоставление диаграмм ПС с результатами исследования керна скважины 10629 на Северном месторождении. Ромбы – ПС, треугольники – Кп (вверху) и Кпр (внизу)

2.4. О точности определения коэффициентов пористости и проницаемости по данным каротажа ПС

Согласно [29], в Шаимском районе, корреляционные связи между $\alpha_{ПС}$ и коэффициентами пористости и проницаемости в интервале пластов-коллекторов позволяют определять $Kп$ с погрешностью $2,0 \div 2,5$ абс. %, а $Kпр$ – по порядку величины.

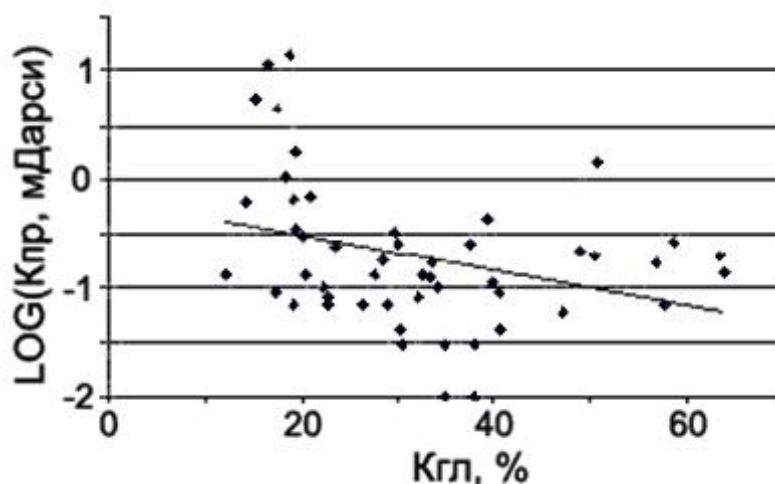


Рис. 2.12. Результаты сопоставления проницаемости с коэффициентом общей глинистости керна скважины 10374 на Андреевском месторождении

Из теоретических соображений, изложенных в первом разделе данного отчета, вытекает существование почти функциональной связи между глинистостью и проницаемостью. Из рис. 2.12 такой связи установить нельзя. Слишком велик разброс значений. Вероятная причина – не совсем удачная выборка, включающая в основном низкие значения проницаемости. Во всяком случае, вопрос о связи глинистости и проницаемости не так прост. В этой же скважине ослаблена связь между амплитудой ПС и общей глинистостью (рис. 2.13). Объяснение этого следует из анализа рис. 2.14. Согласно рис. 2.14 разброс значений общей глинистости по керну существенно превышает разброс значений ПС. Причина этого, как и в предыдущих случаях, заключается в недостаточном соответствии интегральных характеристик ПС точечным характеристикам определения глинистости по керну в микрослои-

стом коллекторе.

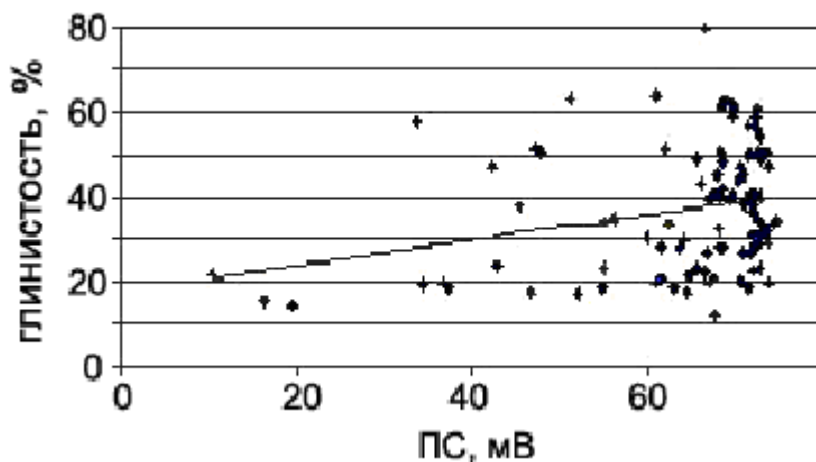


Рис. 2.13. Результаты сопоставления амплитуды аномалии ПС с коэффициентом общей глинистости керна скважины 10374 на Андреевском месторождении

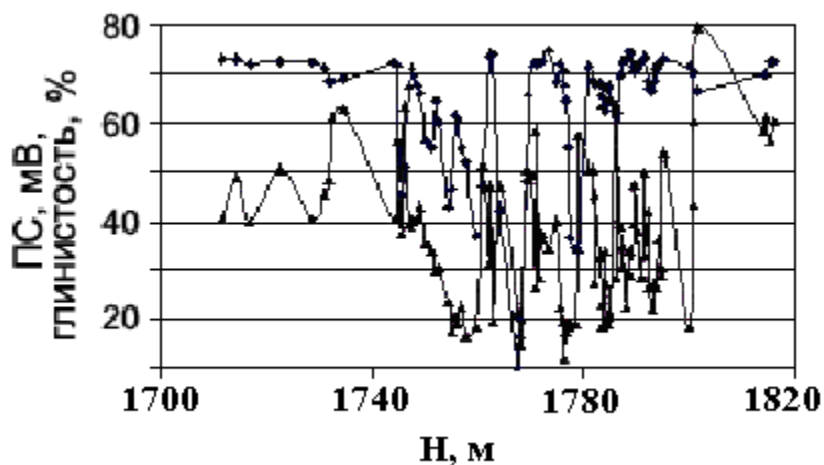


Рис. 2.14. Сопоставление диаграмм ПС с результатами исследования керна скважины 10374 на Андреевском месторождении. Ромбы – ПС, треугольники – глинистость

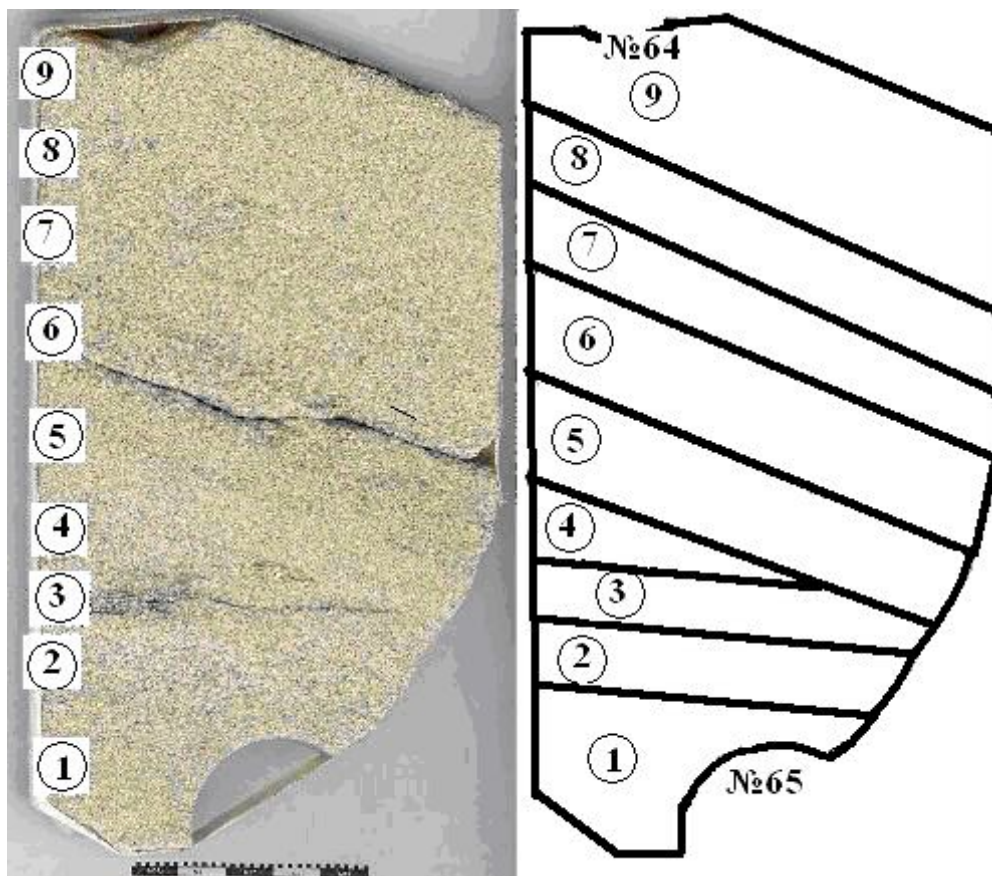


Рис. 2.15. Образец микрослоистого коллектора (песчаника мелко- среднезернистого с примесью крупнозернистого материала) из скважины 10320 Таежного месторождения (интервал 1756.7-1756.9 м). Слойки: 1, 4, 5, 7 и 9 – песчаник мелкозернистый средне сортированный; 2 и 8 – песчаник среднезернистый; 3 – песчаник мелкозернистый с примесью среднезернистого и растительным детритом; 6 – песчаник среднезернистый с примесью крупнозернистого, плохо отсортированный.

Между 4 и 5 слоями – серийный шов крупной косои слоистости.

На рис. 2.15 приведена фотография керна в продольном сечении, характеризующая изменчивость гранулометрического состава. Видны места взятия образцов №64 и №65 для лабораторных исследований. По этим образцам мы получим превратное представление о проницаемости или гидропроводности данного интервала. Значение проницаемости будет существенно занижен-

ным. Отсюда следует предположение, что корреляционные зависимости между интегральной гидропроводностью проницаемого интервала и амплитудой ПС могут оказаться более тесными, представительными и значимыми для промышленного использования, чем корреляционные зависимости между ПС и логарифмом проницаемости при точечном опробовании на рис. 2.7 и 2.8. Однако это следует доказать, используя весь объем данных по испытаниям пластов. Необходимо продемонстрировать это для циклитов различного характера в общем виде при некоторых предположениях о проницаемости слойков, основанных на качественном описании керна. При этом для определения эффективной проницаемости циклита $c_{эфф}$ может быть использована формула, аналогичная формуле для вычисления проводимости пачки тонких пластов в электроразведке

$$c_{эфф} = \frac{\sum_{i=1}^i c_i h_i}{\sum_{i=1}^i h_i},$$

где c_i, h_i – проницаемость и мощность слойков.

Как следует из рис. 2.16, корреляция между глинистостью и проницаемостью (см. также рис. 2.12) будет лучше, если принять во внимание мелкоалевритовую фракцию. Заметим, что наименее проницаемый образец, сильно отклоняющийся от линии тренда на рис. 2.16, содержит значительное количество карбонатного цемента (более 15%). Мелкоалевритовая фракция представлена частично коагулированными частицами. Влияя на проницаемость, она почти не влияет на диффузионно-адсорбционную активность. Поэтому влияние мелкоалевритовой фракции на проницаемость сопряжено с ослаблением корреляции между проницаемостью и ПС.

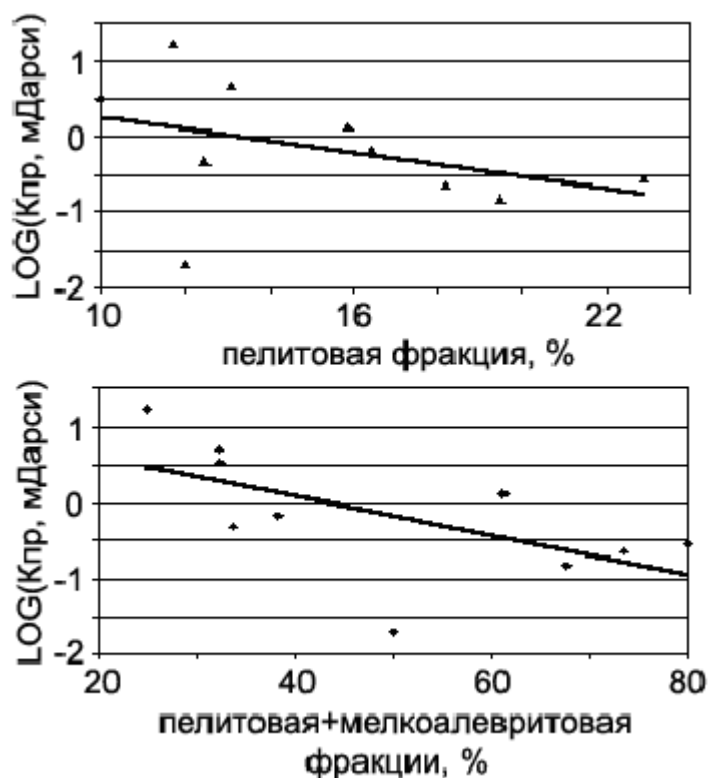


Рис. 2.16. Корреляционная связь между объемным содержанием фракций и коэффициентом проницаемости (Таежное месторождение, скважина 10320)

Заключение.

Выполненные исследования наметили перспективы для более успешного использования метода ПС для определения пористости и оценки проницаемости, связанные с корректировкой подходов к обработке материалов и привлечением данных лабораторных измерений ПС. Целесообразно использовать также прямую корреляцию между параметрами ПС и удельной продуктивностью пластов. Для этого необходимо расширить базу данных для построения корреляционных зависимостей. Некоторым резервом для улучшения эффективности определения ФЕС по данным ПС является литологическое изучение аргиллитов покрышки с привлечением современных методов исследования минерального состава и структуры и с параллельным изучением ПС образцов из покрышки на лабораторной установке.

РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ КАРОТАЖА ПС ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ

3.1. Изучение связей между ПС и коэффициентом пористости по первичным каротажным диаграммам

Продуктивная толща на Таежном и Северном месторождениях отличается высокой литологической изменчивостью. В пределах пласта-коллектора, выделенного по данным ПС, по керну имеются наряду с песчаниками образцы алевролитов и даже аргиллитов, тонко переслаивающихся с песчаниками. Присвоив такому пласту одно значение $\alpha_{ПС}$, мы сталкиваемся с проблемой при построении корреляционных зависимостей, поскольку с этим единственным значением сопоставляются образцы с самыми разнообразными значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) [2].

Попытаемся в этих условиях сопоставить напрямую измеренное значение ПС в точке напротив взятия образцов керна с ФЕС образцов. При этом мы допускаем ошибку в градиентных частях диаграммы ПС, однако несколько выигрываем внутри пластов с усложненной формой кривой ПС. Кроме того, мы неизбежно уменьшаем аномалию ПС против любого пласта и тем сильнее, чем меньше его мощность. Из дальнейшего будет видно, что и при этих ограничениях можно получить важные результаты.

Основное предположение. Преобразуем каротажные диаграммы, присвоив линии глин одинаковое абсолютное значение 80 мВ во всех скважинах. Эта цифра будет обоснована в дальнейшем теоретически, хотя она не имеет определяющего значения при изучении корреляционных зависимостей. Главное в том, что она одинакова на всей изучаемой площади. При такой линии глин все значения ПС внутри продуктивного интервала, за редким исключением, находятся в пределах от нуля до 80 мВ, что является предпосыл-

кой для вычисления параметра $\alpha_{ПС}$ по формуле

$$\alpha_{ПС} = \frac{80 - U}{80},$$

где U – значения потенциала на диаграмме ПС с измененным уровнем. Такие диаграммы будем называть нормализованными. Здесь нет проблемы с поисками идеального пласта песчаников, которому нужно присвоить значение $\alpha_{ПС}$, близкое к единице. Данного пласта просто может не оказаться в совокупности рассматриваемых каротажных материалов, или для него не определены ФЕС вследствие недостаточной механической прочности образца ядра. В качестве репера у нас выступает мощная толща глинистой покрывки, причем линия глини определяется по стометровой толще верхнеданиловской свиты, представленной глубоководными морскими отложениями. Она однородна по вертикали, о чем свидетельствуют постоянные значения на кривой ПС. Тренд составляет 2-3 мВ на 100 м. В самых низах толща, вероятно, представлена набухающими глинами, о чем свидетельствует увеличение диаметра скважины по данным кавернометрии. Соответственно толща однородна по латерали на расстояниях в десятки километров. Отсюда естественно предпочесть ее в качестве репера, придав ей значение $\alpha_{ПС}$, равное нулю. Выбор ее в качестве репера осложнится лишь в том случае, если бурение выполняется на буровых растворах, приготовленных по разным рецептурам.

Гистограммы значений ПС. Рассмотрим гистограммы значений ПС нормализованных каротажных диаграмм по группам скважин Северного месторождения. В каждой группе находится по восемь скважин. Выборка значений соответствует глубине отбора стандартных образцов. В выборке преобладают значения ПС против песчаников, но статистика по аргиллитам и алевролитам также достаточно представительна.

На гистограммах для песчаников (рис. 3.1) обращает на себя внимание широкий спектр значений ПС. Правая часть спектра связана со значительным распространением заглинизированных песчаников. В нее также попадают мало-

мощные пласты с мощностью до 1 м, поскольку поправка за мощность не введена, и более мелкие пласты, которые вообще не выделяются на каротажных диаграммах.

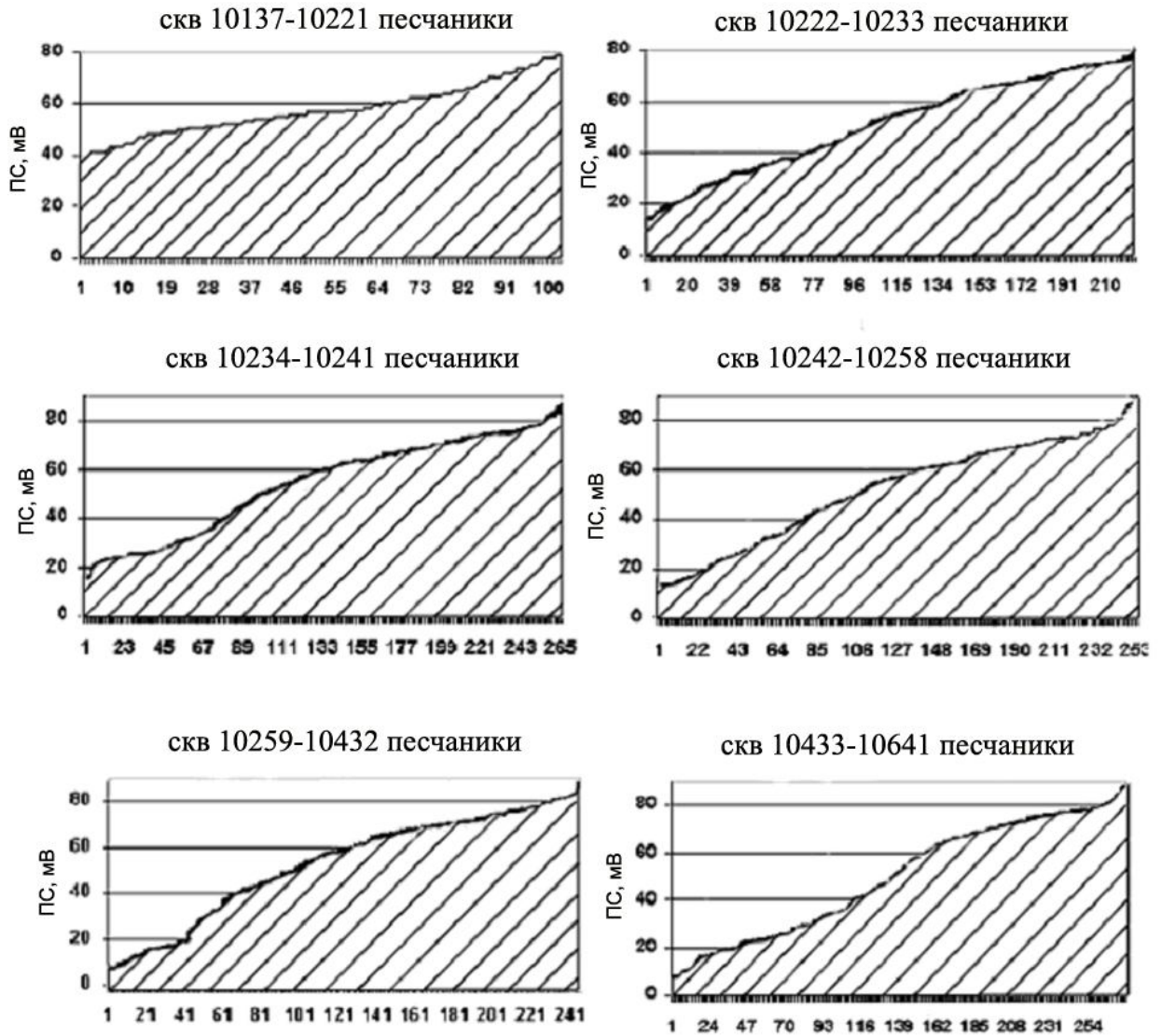


Рис. 3.1. Гистограммы значений ПС по группам скважин Северного месторождения для песчаников.

Есть несколько образцов, напротив которых значения ПС превышают 80 мВ. Как правило, эти образцы принадлежат пропласткам песчаников среди алевролитов, содержащих сульфиды, либо сами содержат сульфиды. Обычно они находятся в низах тюменской свиты. Наличие слюд и сульфидов в низах осадочной толщи указывает на метасоматические изменения, возможно гидротермального характера. Здесь частично добавляются другие ме-

ханизмы возникновения ПС. Мы полагаем, что не следует повышать значение линии глин по этой причине, поскольку это может повлиять на корреляционные связи в большей части разреза. В левой части гистограмм нет отрицательных значений ПС. Высокие медианные значения ПС против песчаников характеризуют неидеальное качество коллекторов на месторождении. Выборки по отдельным скважинам и группам скважин носят в известной мере случайный характер. При сравнении коллекции образцов керн с формой каротажных кривых не всегда ясно, чем руководствовались исследователи, составлявшие коллекцию, поскольку не представлены многие наиболее аномальные интервалы записи ПС. Тем интереснее то обстоятельство, что медианные значения ПС для песчаников довольно близки по группам скважин (см. таблицу 3.1).

Таблица 3.1

Медианные значения измеренных величин ПС и Кп по группам скважин и для всех скважин Северного месторождения

Скважины	10137-	10222-	10234-	10242-	10259-	10433-	Все		
	10221	10233	10241	10258	10432	10641	скважины		
	ПС, мВ							Кп%	
песчаники	55.87	54.3	60.4	57.09	59.67	51.65	29.87	17.6	
алевролиты	67.0	69.1	68.2	71.31	68.33	68.95	67.49	14.6	
аргиллиты	70.88	71.4	72.1	70.89	72.44	73.64	73.27	11.3	

На гистограммах для алевролитов и аргиллитов (рис. 3.2 и 3.3) высокие значения ПС в правой части также связаны с пиритизацией образцов. Низкие значения ПС в левой части гистограмм связаны с наличием в выборках части образцов из тонких пропластков аргиллитов и алевролитов в пластах песчаников. Относительное постоянство медианных значений по группам скважин (см. таблицу 3.1) указывает на возможность их использования при корреляции ПС и ФЕС. На рис. 3.4 представлены гистограммы значений ПС и Кп по всем рассмотренным скважинам Северного месторождения. Из выборки ис-

ключены данные по пластам с мощностью менее двух метров. Исключены также данные по карбонатизированным образцам.

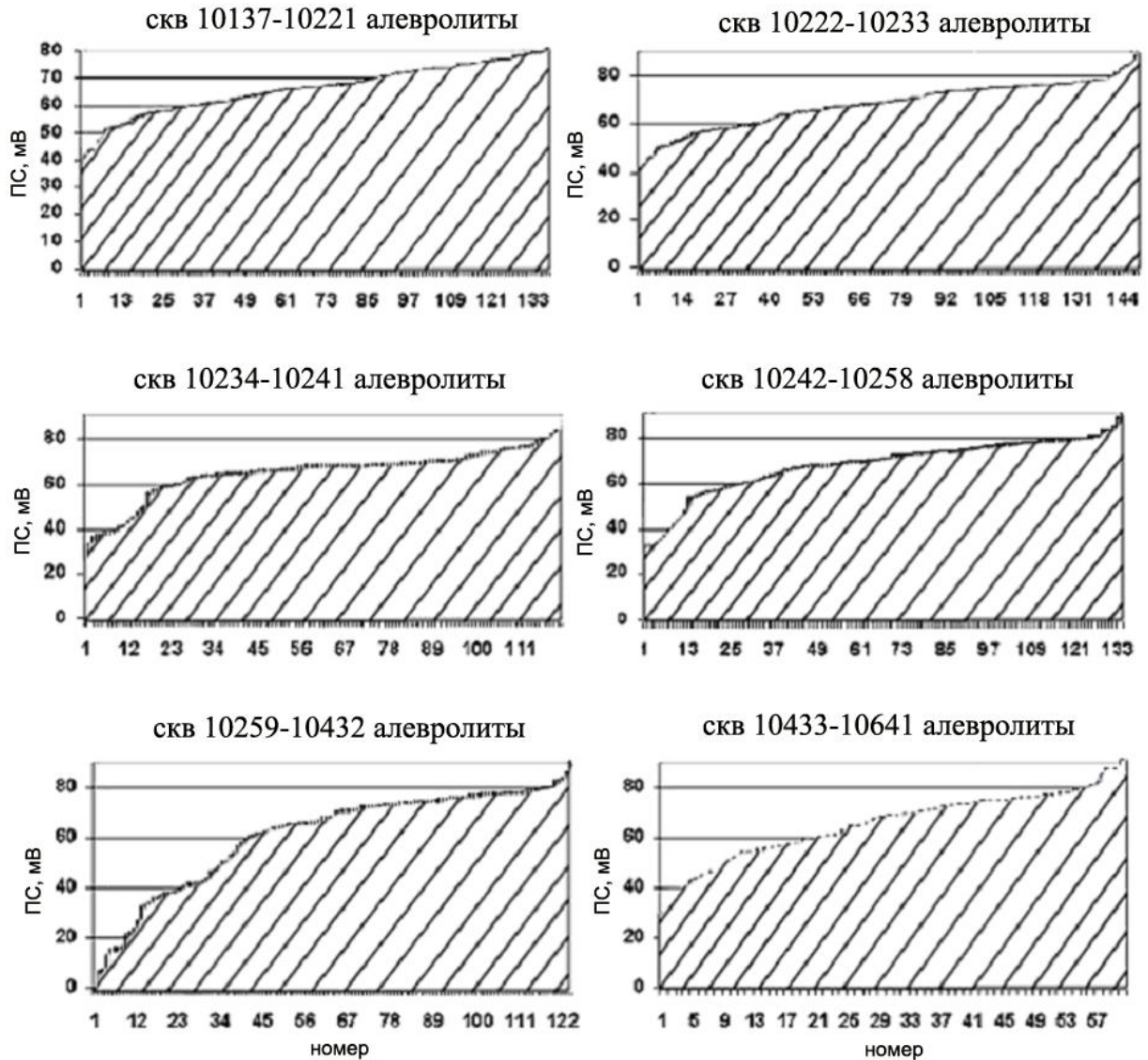


Рис. 3.2. Гистограммы значений ПС по группам скважин Северного месторождения для алевролитов

Их пористость меньше медианной для данного литотипа. Это отрицательно сказывается на характере корреляционной зависимости между ПС и ФЕС. В интервалах с известковистым цементом ошибки все равно неизбежны. Но, чтобы не портить остальное, эти образцы лучше не включать в корреляционные диаграммы. Из песчаников исключены заглинизированные интервалы, а из аргиллитов и алевролитов – запесоченные. Естественно, что медианные значения ПС изменились в лучшую сторону у всех литотипов по-

род, особенно у песчаников (см. таблицу 3.1).

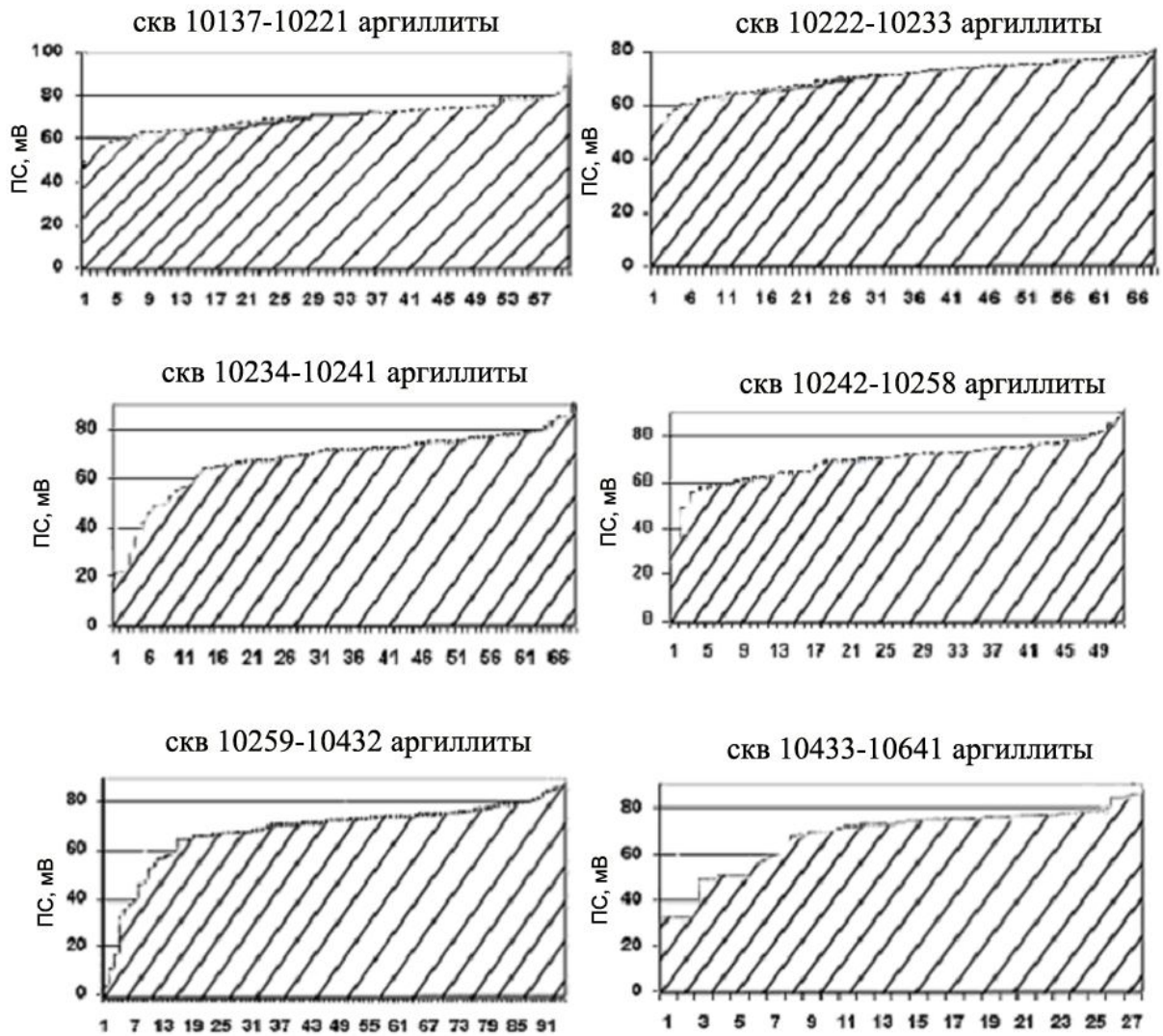


Рис. 3.3. Гистограммы значений ПС по группам скважин Северного месторождения для аргиллитов

Построение корреляционных зависимостей по значениям ПС с каротажных диаграмм. Строго говоря, эта процедура не является корректной. Необходимо использовать данные лабораторных измерений или истинные значения адсорбционного потенциала, восстановленные после введения поправок на мощность пласта и диаметр зоны проникновения. Однако в случае тонкослоистого разреза и маломощных коллекторов, как сама количественная интерпретация, так и сопоставление ее результатов с лабораторными измерениями ФЕС на образцах также наталкивается на трудности, часть из которых

была упомянута выше. Поэтому будем надеяться, что прямое сопоставление диаграмм ПС и ФЕС образцов приведет к каким-то положительным результатам за счет массовости выборки и медианной фильтрации.

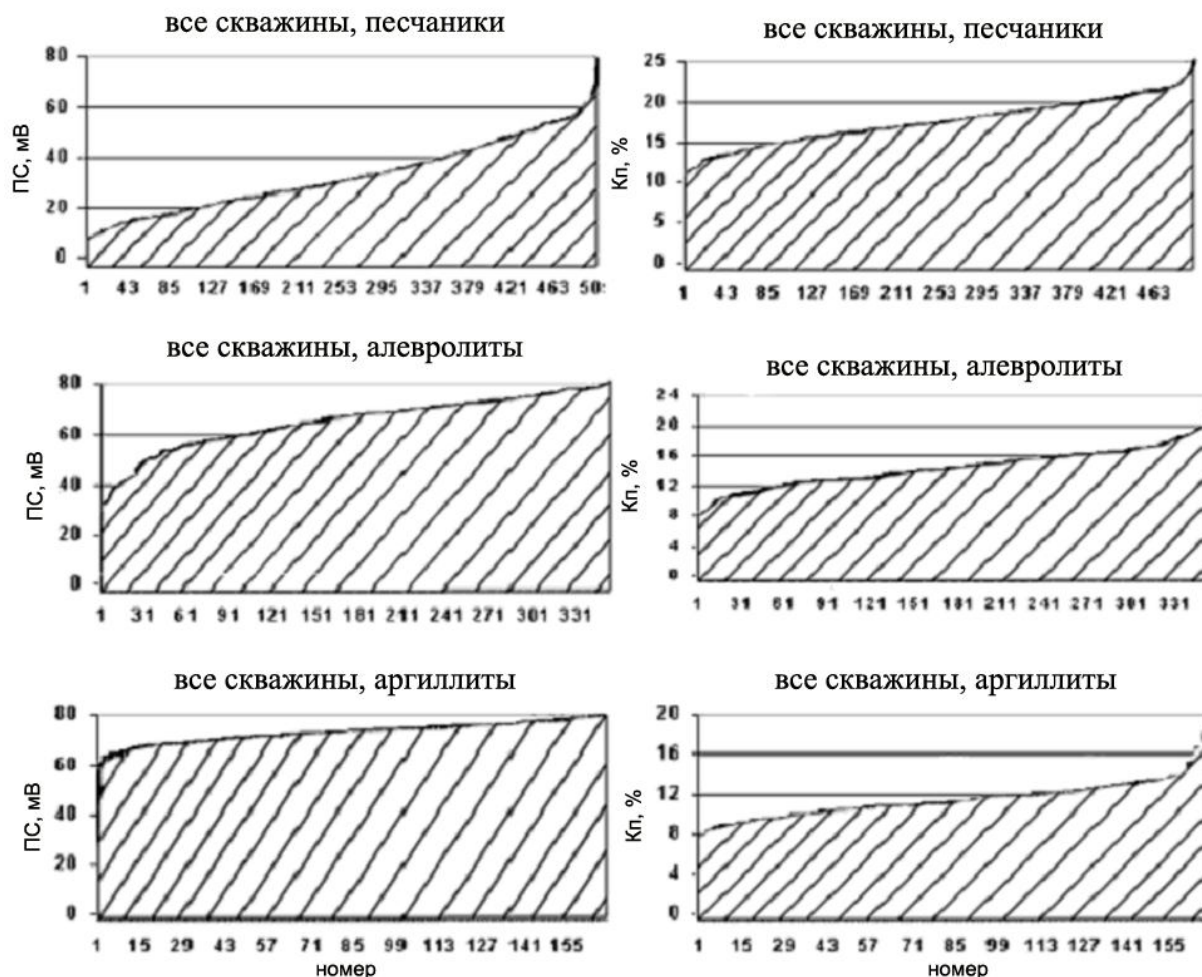


Рис. 3.4. Гистограммы значений ПС и Кп в мощных пластах по всем скважинам Северного месторождения

На рис. 3.5 представлена зависимость между значениями ПС, $\alpha_{ПС}$ и коэффициентом пористости для всех рассмотренных скважин Северного месторождения. На рис. 3.6 представлена зависимость между значениями ПС и коэффициентом пористости для скважин Северного месторождения по карбонатизированным интервалам, образцы которых были удалены из общей совокупности и выделены в отдельную группу. Видно, что значения пористости карбонатизированных образцов в среднем на $5 \div 7\%$ меньше при одинаковых значениях ПС, чем без карбонатов.

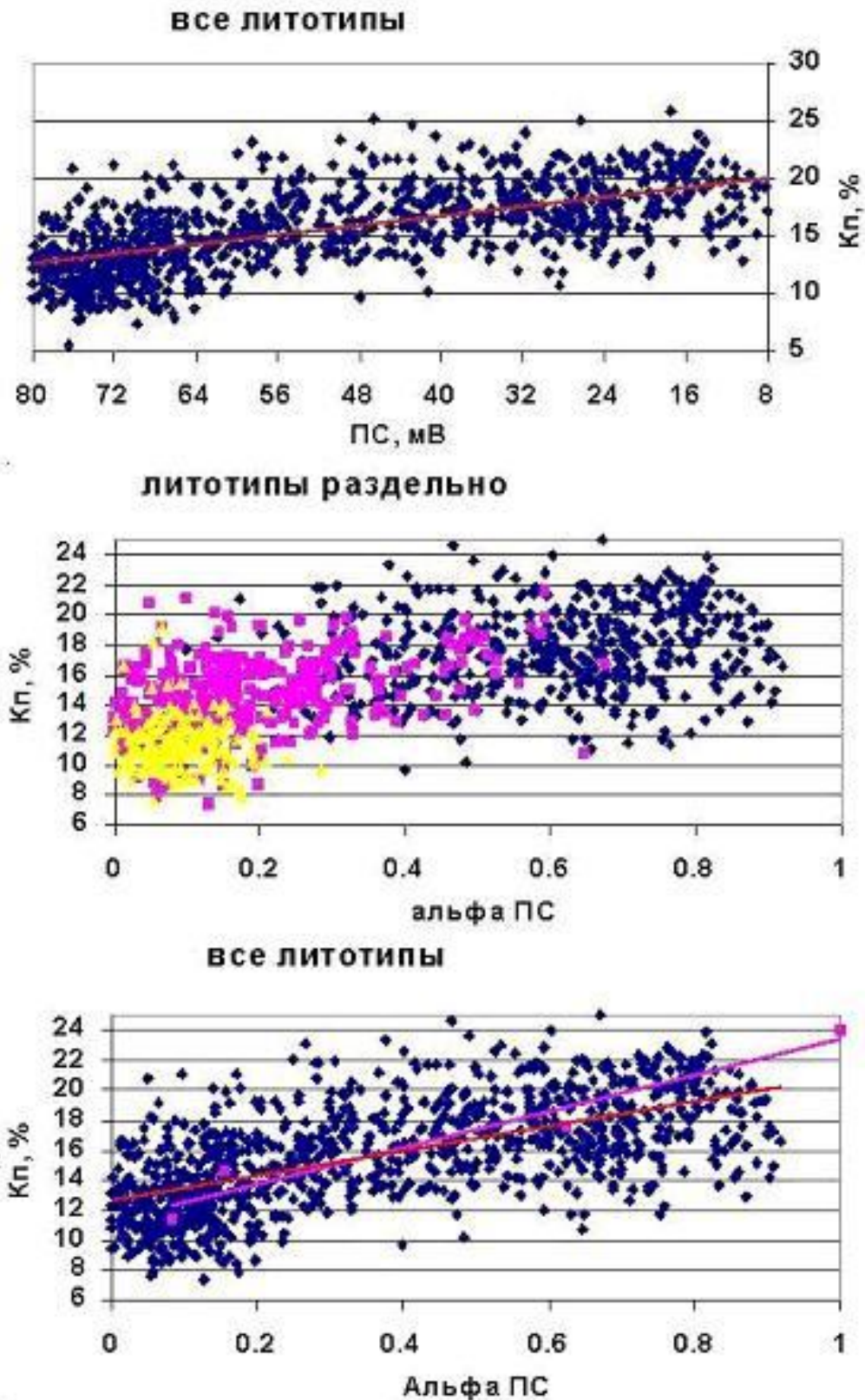


Рис. 3.5. Корреляционная зависимость между пористостью K_p и измеренными величинами ПС, между K_p и $\alpha_{ПС}$ мощных пластов для Северного месторождения. Точки и линия тренда – все пласты. Квадраты и линия тренда – по медианным значениям. Для отдельных литотипов: синие точки – песчаники, фиолетовые – алевриты, желтые – аргиллиты

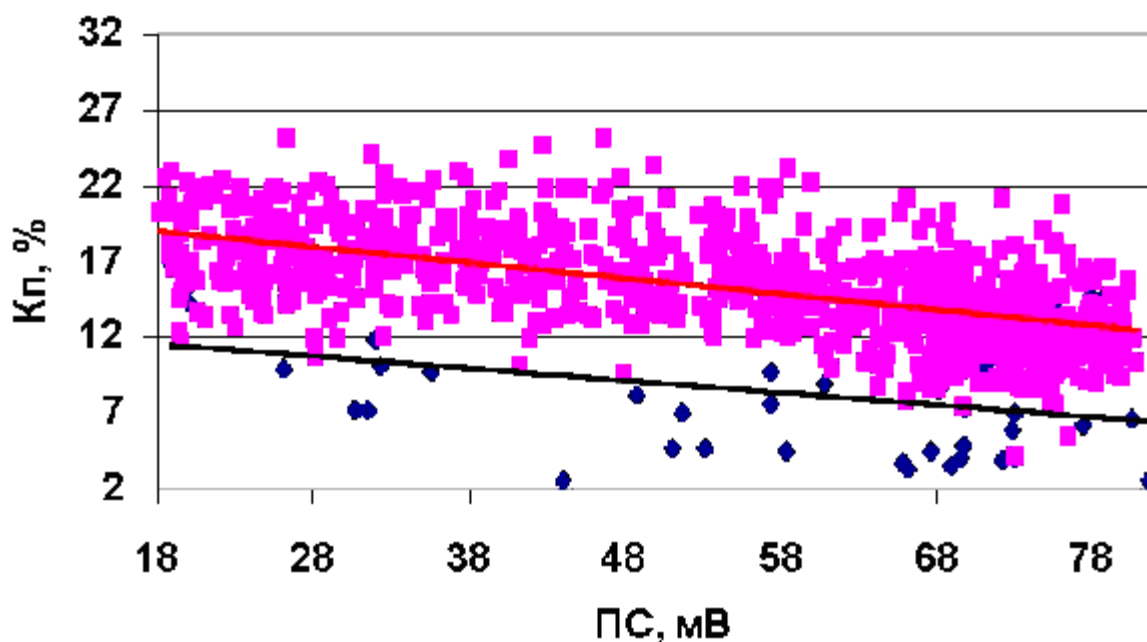


Рис. 3.6. Корреляционная зависимость между пористостью K_p и измеренными значениями ПС мощных пластов для Северного месторождения. Ромбы и черная линия тренда – по карбонатизированным образцам. Квадраты и белая линия тренда – без карбонатизации

По данным электрического каротажа нет эффективных способов выделения маломощных карбонатизированных пропластков. Поэтому здесь возникает неустранимая ошибка. Подтвердим еще раз, чтобы меньше ошибаться в определении проницаемости истинных коллекторов, не следует использовать карбонатизированные образцы в корреляционных зависимостях.

Существенно то, что корреляционные зависимости между пористостью и значениями ПС не зависят от величины потенциала ПС, выбранного для линии глин. Если мы присвоим линии глин другое значение, например, 180 мВ вместо 80 мВ, то вся диаграмма со всеми точками и линией тренда переместится по оси абсцисс вправо на 100 мВ. Это не повлияет на определяемые значения пористости. Таким образом, фактически использовано единственное допущение о постоянстве потенциала ПС против глинистой покрышки. Постоянство определяется сохранением литологических характеристик и свойств промывочной жидкости. Близость медианных значений для отдельных групп скважин и образцов как будто бы подтверждает это, по крайней мере, на Северном месторождении.

Покажем далее, что построение корреляционных зависимостей между пористостью и $\alpha_{ПС}$ требует второго допущения о состоянии среды вне зависимости от способа построения.

Вторым допущением, общепринятым для способа вычисления $\alpha_{ПС}$, является **задание параметра для пласта с наибольшим отклонением от линии глин**. На Северном месторождении это затруднительно, поскольку там нет совершенных коллекторов. Привлечение данных по другим месторождениям корректно лишь тогда, когда характер покрышки одинаков. Кстати сказать, изучению гранулометрического состава покрышки на площади месторождения или группы месторождений уделяется недостаточное внимание. Такие сведения найти нелегко. В работе [24], предложена эмпирическая зависимость для определения общей глинистости по относительной амплитуде ПС $\alpha_{ПС}$, рекомендованная для Шаимского нефтегазового района:

$$K_{ГЛ} = 0.67 - 1.12\alpha_{ПС} + (1.12 - 0.067 + 0.05)(\alpha_{ПС})^2,$$

где 0.67 и 0.05 – соответственно максимальное и минимальное значения глинистости, принятые при нормировании $\alpha_{ПС}$. Зависимость нормирована таким образом, что значению $\alpha_{ПС} = 1$ соответствует глинистость 0.05. Таким образом, допущение состоит в том, что в ШНГР нет коллекторов с содержанием глинистого цемента менее 5%. В наши намерения не входит оспаривать это положение. Мы только отмечаем, что такое допущение присутствует.

Вторым допущением для предлагаемого нами способа вычисления $\alpha_{ПС}$ является **задание величины потенциала линии глин 80 мВ**. Если мы зададим другую величину потенциала, то изменится наклон линии тренда, поэтому значение 80 мВ надо обосновывать. Помимо теоретического обоснования потенциала линии глин, примем во внимание следующее. На рис. 3.5 линии тренда на верхнем и нижнем фрагментах, а также абсолютное отклонение пористости отдельных образцов от линии тренда (абсолютная ошибка) совершенно одинаковы для всех образцов. Совпадение линий тренда на диа-

граммах $K_p - ПС$ и $K_p - \alpha_{ПС}$ указывает на правильный выбор значения $ПС$ на линии глин. Зададимся вопросом, нельзя ли вообще обойтись без вычисления параметра $\alpha_{ПС}$ при построении корреляционных зависимостей? Может быть, достаточно привести линию глин на каротажных диаграммах к одному постоянному уровню для данного месторождения или группы близко расположенных месторождений? Заметим также, что при нашем способе построения поле значений на диаграммах $K_p - ПС$ и $K_p - \alpha_{ПС}$ открыто справа для любых песчаников с любым содержанием глинистого цемента вплоть до идеального коллектора с $\alpha_{ПС} = 1$ и нулевой глинистостью, если они окажутся на месторождении, но не попали в выборку.

На том же рис. 3.5 на среднем фрагменте видно, что медианные значения пористости и $\alpha_{ПС}$ различны для основных литотипов. Размытость границ между литотипами в значительной мере обусловлена наличием промежуточных разностей, таких как заглинизированные песчаники, запесоченные алевролиты, алевролитистые аргиллиты и тому подобное, что свойственно тонкослоистым коллекторам ШНГР. На нижнем фрагменте рис. 3.5 линия тренда построена также по медианным значениям песчаников, алевролитов и аргиллитов (см. таблицу 3.1). При $\alpha_{ПС} = 1$ к ним добавлено значение пористости плотной (ромбоэдрической) укладки сферических частиц, равное 24-26% [33]. Если принять для аргиллитов медианные значения пористости 11.3% и параметра $ПС$ 0.85 из таблицы 3.1, то получим линию тренда, весьма близкую к линии тренда, построенной по совокупности мощных пластов. Приняв во внимание овальную окатанность частиц песка, можем получить еще более хорошее совпадение. В связи с этим встает вопрос об объеме и характере литологических, гранулометрических исследований и объемах ФЕС, необходимых для корреляции между $ПС$ и ФЕС. На рис. 3.7 представлена корреляционная зависимость между пористостью K_p и $ПС$ мощных пластов для Северного и Таежного месторождений.

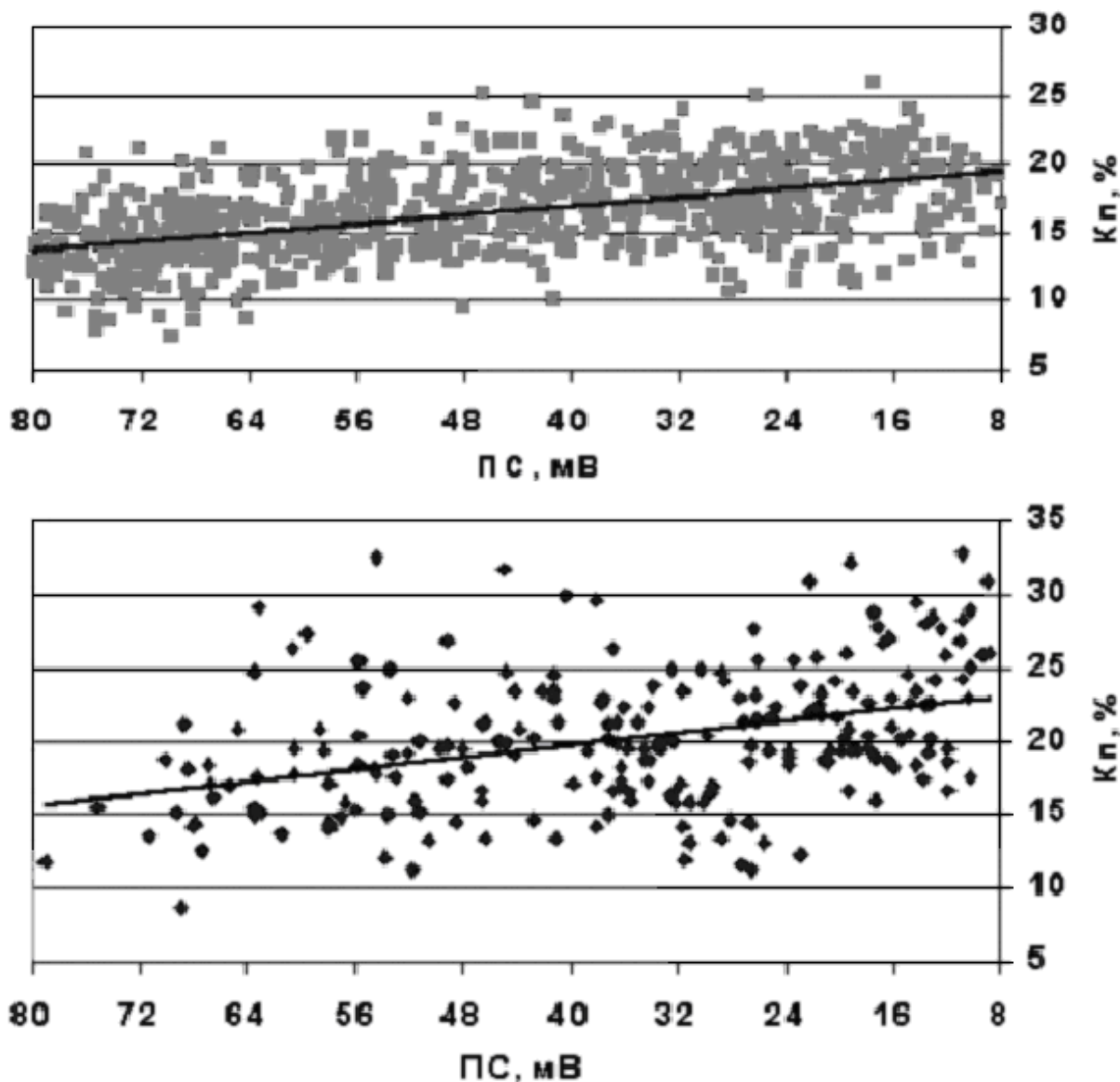


Рис. 3.7. Корреляционная зависимость между пористостью K_p и измеренными значениями ПС мощных пластов для Северного (квадраты) и Таежного месторождений (ромбы)

Использовано одинаковое значение ПС на линии глин 80 мВ для нормализованных каротажных диаграмм во всех скважинах Северного и Таежного месторождений. Наклон линии тренда на диаграммах несколько различен. Отчасти это связано с преобладанием песчаников и полным отсутствием аргиллитов в выборке образцов Таежного месторождения, а также отсутствием чистых высокопористых песчаников на Северном месторождении.

Выводы.

- По каротажным диаграммам, на которых уровень потенциала на линии

глин приведен к одинаковому уровню, можно построить корреляционные зависимости между коэффициентом пористости и значениями потенциала ПС против относительно мощных пластов Северного месторождения. Достоверность тренда при этом не зависит от выбранного уровня и определяется постоянством литотипа верхнеданиловской свиты и свойств бурового раствора.

- При значении потенциала линии глин 80 мВ можно построить корреляционную зависимость между пористостью и параметром $\alpha_{ПС}$, приняв значение параметра $\alpha_{ПС}$ на линии глин Северного месторождения равным нулю. При этом абсолютные отклонения пористости от линии тренда одинаковы для данного способа и традиционного способа, при котором придают значение $\alpha_{ПС}$, близкое к единице, наиболее пористому коллектору. Значение 80 мВ можно обосновать теоретически. Чтобы распространить его на соседние месторождения или выбрать иное значение, необходимо более тщательное изучение аргиллитов из перекрывающей флюидоупорной толщи методами литолого-фациального, порометрического и рентгеноструктурного анализа.

3.2. О причинах, вызывающих нарушение корреляции между ПС и ФЕС. Сопоставление корреляционных зависимостей, построенных по образцам и каротажным диаграммам. Лабораторные измерения ПС на образцах скв. 10636, 7987 Северного месторождения и скв. 10320, 6785 Таежного месторождения выполнены на лабораторной установке, описанной в предыдущей главе. Для перехода к параметру $\alpha_{ПС}$ нужно просто разделить измеренные значения на 80 мВ, если опорный образец является аргиллитом из линии глин. К сожалению, мы не имели такого образца. В качестве опорного был взят аргиллит из тюменской свиты из скважины 10629, интервал 20086-2105 м, против которого значения ПС на нормализованной каротажной диаграмме не достигают 80 мВ.

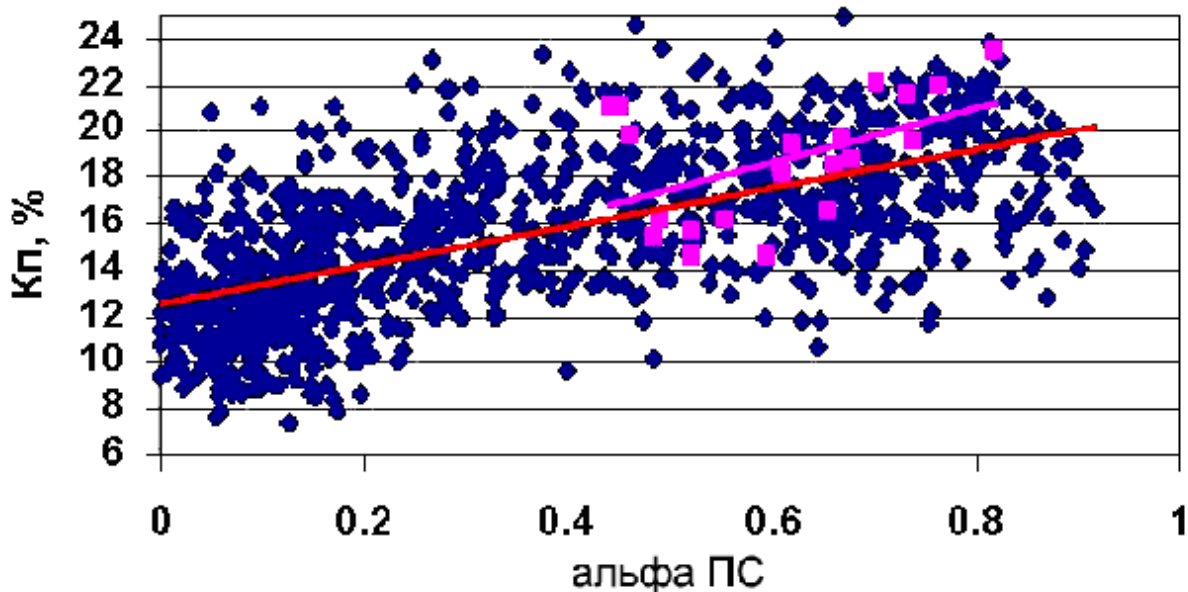


Рис. 3.8. Корреляционная зависимость между пористостью K_p и $\alpha_{ПС}$ мощных пластов для Северного месторождения (синие точки, красный тренд), а также между K_p и $\alpha_{ПС}$ образцов из скв. 7987 и 10636 (фиолетовые точки и линия тренда)

Поэтому для вычисления $\alpha_{ПС}$ результаты измерений делили на 65 мВ. На рис. 3.8 представлены корреляционные зависимости между пористостью K_p и $\alpha_{ПС}$ для мощных пластов Северного месторождения, а также между K_p и $\alpha_{ПС}$ образцов из скв. 7987 и 10636.

Заметно, что линия тренда, построенная по образцам, расположена выше линии тренда, построенной по пластам. Разброс точек также меньше для образцов. Это объяснимо, поскольку в первом случае отсутствует влияние конечной мощности пласта и наличие зоны проникновения, повышающих прямое ПС в скважине. Отсюда вовсе не следует, что следует заменить корреляцию между ПС и ФЕС по каротажу на корреляцию по образцам.

При измерении ПС образцов на лабораторной установке есть проблемы с подбором растворов, имитирующих фильтраты промывочной жидкости и пластового флюида, с выбором опорного образца. Однако лабораторные измерения ПС необходимо выполнять в определенных объемах для изучения важных закономерностей. На рис. 3.9 выполнена корреляция между K_p и ПС по результатам измерения $\Delta U_{ПС}$ на лабораторной установке.

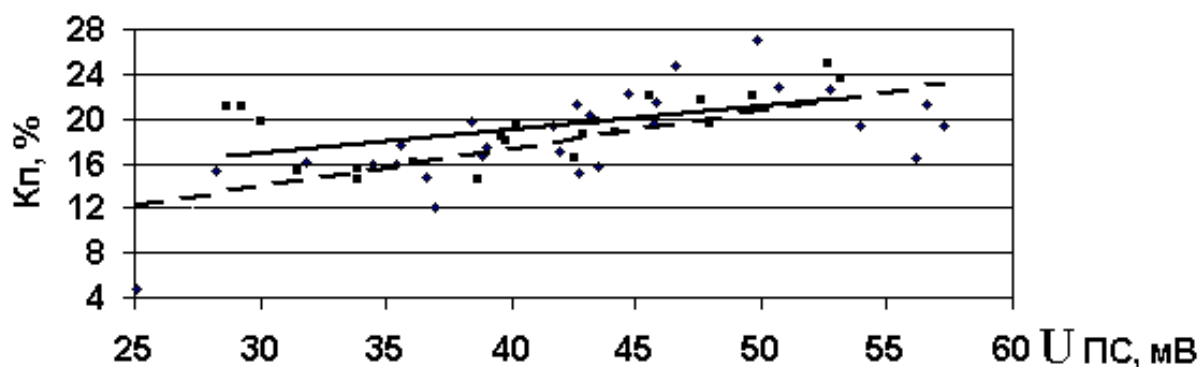


Рис. 3.9. Корреляция между $\Delta U_{ПС}$ и Кп по измерениям на лабораторной установке. Ромбы – Таежное, квадраты – Северное месторождение

Вид диаграммы Кп – $\Delta U_{ПС}$ напоминает диаграмму Кп – $\alpha_{ПС}$, поскольку измерения выполнены относительно образца аргиллита. По смыслу их результат аналогичен аномалии на каротажной диаграмме, отсчитанной от линии глин.

Видно, что измерения на образцах Таежного и Северного месторождений дают близкие линии тренда. Однако линия тренда на Таежном месторождении круче, как и рис. 3.7. Различия, вероятно, связаны также и с малым объемом выборки. Общая зависимость для образцов двух месторождений построена на рис.3.10, верхний фрагмент. Сортировка по величине $\Delta U_{ПС}$ вероятно, не приведет к улучшению корреляции, даже если мы увеличим объем выборки для песчаников, который явно недостаточен. Сортировка по литотипу ничего не меняет.

На рис. 3.11 приведена корреляция между $\Delta U_{ПС}$ и Кп, а также между Кп и $\alpha_{ПС}$ по измерениям ПС на лабораторной установке. Как и на рис. 3.8 для вычисления $\alpha_{ПС}$ результаты измерений делили на 65 мВ.

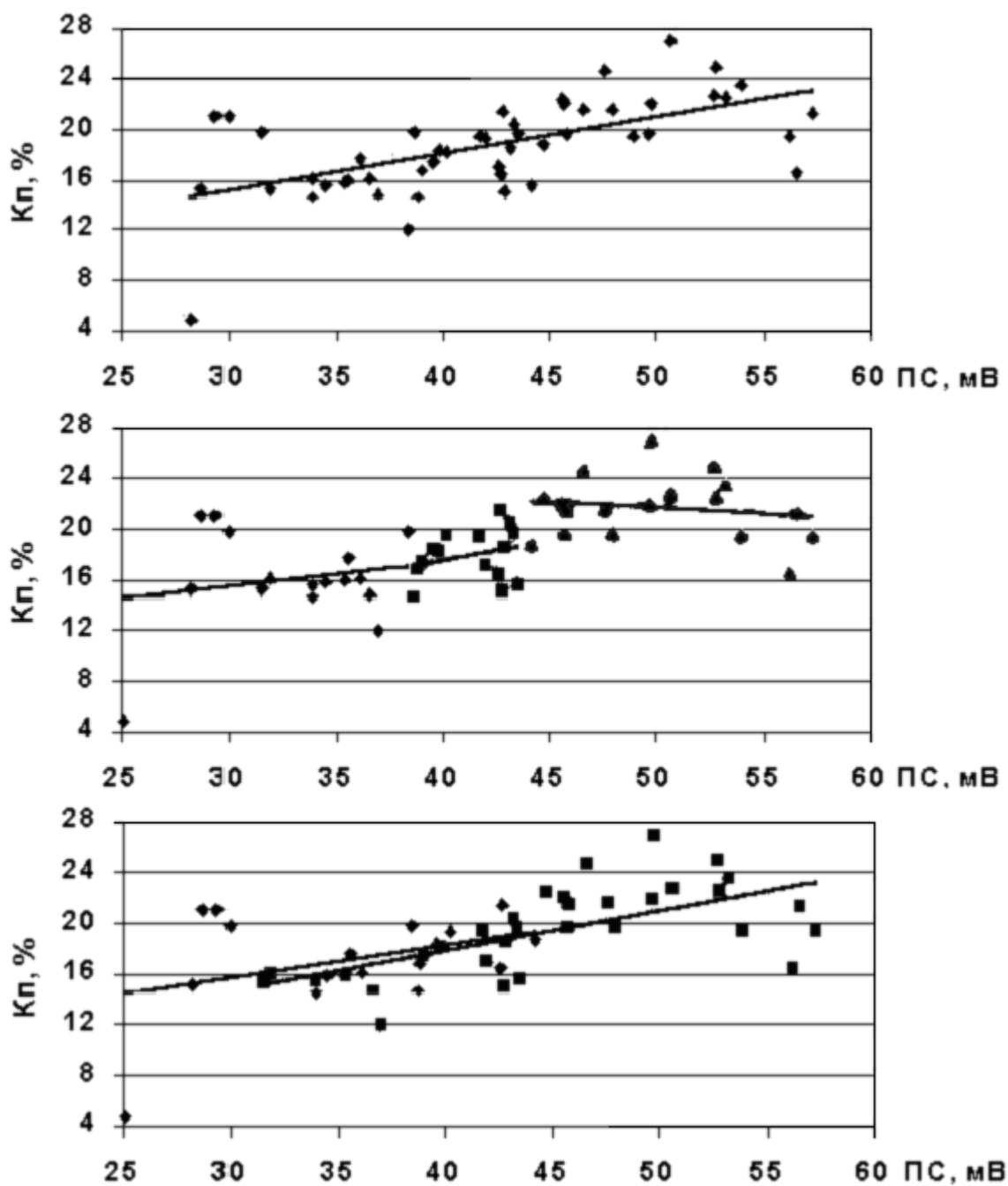


Рис. 3.10. Корреляция между ПС и Кп по измерениям $\Delta U_{ПС}$ на лабораторной установке. Верхний - без сортировки, средний – по величине, нижний – по литотипу. Внизу ромбы – алевролиты, квадраты – песчаники

Видно, что при соответствующем выборе масштаба оси абсцисс тренды зависимостей $Кп - \Delta U_{ПС}$ и $Кп - \alpha_{ПС}$ одинаковы. Важно при этом, что оба тренда пересекают правые вертикальные оси диаграмм при пористости 26%, что соответствует чистому песку при ромбоэдрической укладке сферических частиц.

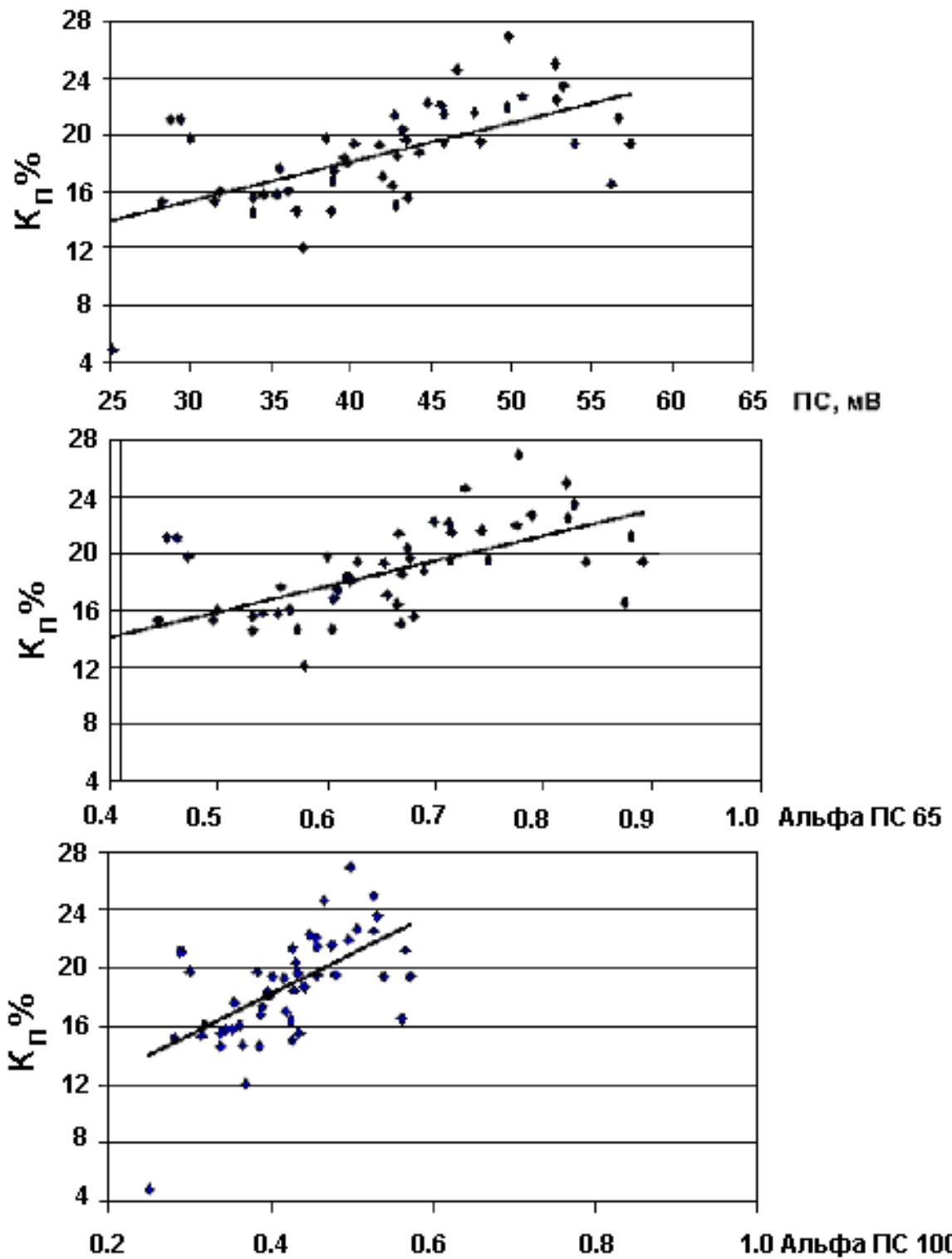


Рис. 3.11. Корреляция между ПС и K_{Π} , между K_{Π} и $\alpha_{ПС}$ по измерениям $\Delta U_{ПС}$ на лабораторной установке

Если мы возьмем произвольное «абсолютное» значение ПС на линии глин, например 100 мВ (см. рис. 3.11, нижний фрагмент), то получим слишком крутой тренд, пересекающий ось ординат справа при значении более

36%, что несвойственно классическим терригенным коллекторам при плотной упаковке частиц. Просто не найдется таких образцов песчаников, которые в паре с аргиллитом из покрывки дадут значения ПС, приближающиеся к 100 мВ. Отсюда следует способ определения «абсолютных» значений ПС на линии глин. В отличие от экспериментов нужно взять образец аргиллита из покрывки.

Из теоретических соображений следует, что прямые значения ПС пропорциональны содержанию глинистой фракции. При этом необходимо учитывать различную адсорбционную активность каолинита, гидрослюд и монтмориллонита. Содержание каолина в пелитовой фракции для использованных образцов составляет от 60% до 90% , смешаннослойных образований (ССО) до 6%. Как следует из рис. 3.12, корреляция между ПС и глинистостью является довольно слабой. Попытки улучшить ее на основе весового суммирования вкладов от каолина, гидрослюд и смешаннослойных образований не привела к сколько-нибудь заметному улучшению корреляции.

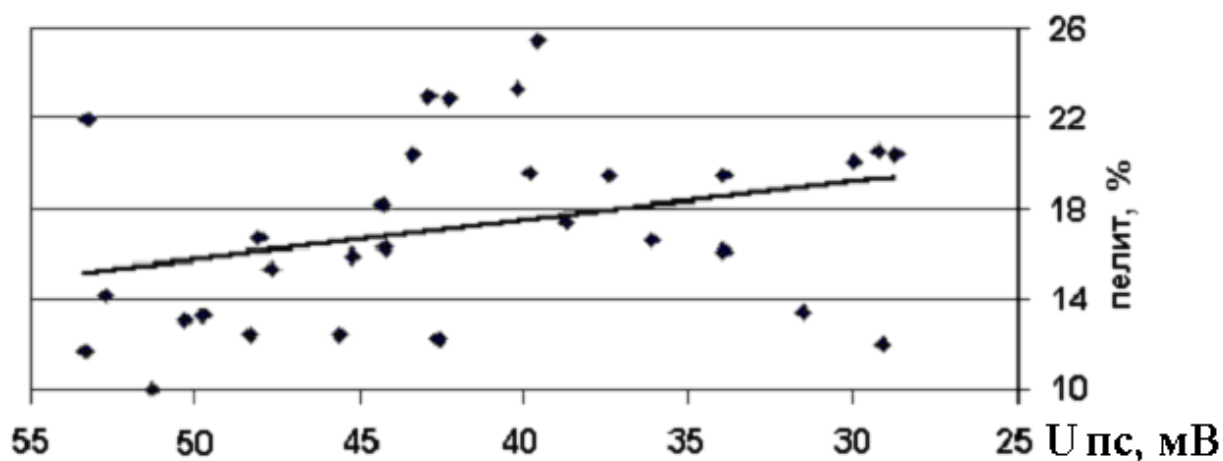


Рис. 3.12. Корреляция между ПС и объемным содержанием глинистой фракции по данным измерений $\Delta U_{ПС}$ образцов на лабораторной установке

Выводы по измерениям ПС на лабораторной установке.

- Для получения полноценных результатов необходимо вести измерения относительно опорного образца, взятого из интервала, по которому проведена линия глин. Выполнив измерения на представительной коллекции образ-

цов основных литотипов из разных скважин, важно убедиться, что любой образец в паре с опорным дает значение между нулем и предполагаемым значением ПС на линии глин. Можно уточнить «абсолютное» значение ПС на линии глин, необходимое для вычисления параметра $\alpha_{ПС}$, построив зависимости $Kп - \Delta U_{ПС}$ и $Kп - \alpha_{ПС}$. Если значение ПС на линии глин выбрано правильно, то тренды зависимостей в правой части диаграмм при $\alpha_{ПС} = 1$ и ПС линии глин выйдут на приблизительно одинаковые значения $Kп = 25 \div 27\%$.

3.3. Изучение связей между ПС и коэффициентом проницаемости

Исследования выполнены на той же совокупности объектов, что и в разделе 3.1. Однако объем выборки несколько меньше из-за меньшего количества определений проницаемости.

Еще в классической монографии по геологии нефти [27], отмечалось, что «...количественная связь между пористостью и проницаемостью неясна и изменчива. По-видимому, существует лишь общая связь, а именно проницаемая порода должна быть также пористой». Прежде всего, остановимся на корреляции между коэффициентом пористости и логарифмом коэффициента проницаемости, поскольку корреляция существует лишь по порядку величины $Kпр$. На верхних фрагментах рис. 3.13 и 3.14 приведены образцы такой корреляции на примере Таежного и Северного месторождений. Проницаемость терригенной породы можно оценить по формуле для среды, пронизанной цилиндрическими порами в направлении движения флюида, причем в изотропной среде она не зависит от выбора направления и равна в соответствии с законом Дарси и формулой Пуазейля для средней скорости в цилиндрической трубе, [19],

$$c = Kпр = Kn r^2 / 8 ,$$

где c – проницаемость, m^2 , r – радиус пор, м.

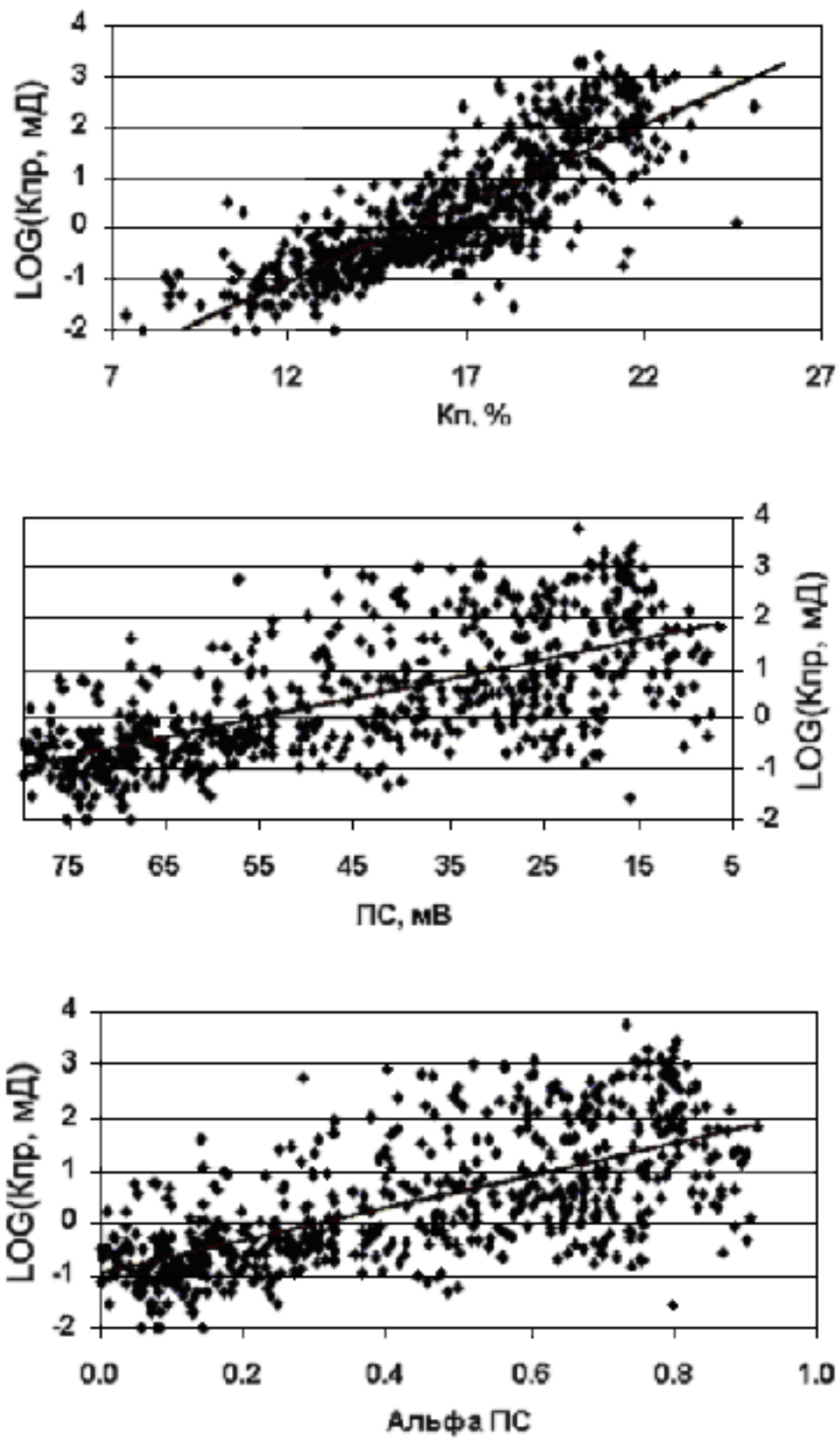


Рис. 3.13. Корреляционные зависимости $K_{пр}$ – K_p , $K_{пр}$ – ПС и $K_{пр}$ – $\alpha_{ПС}$ по измеренным значениям ПС на нормализованных каротажных диаграммах для Северного месторождения

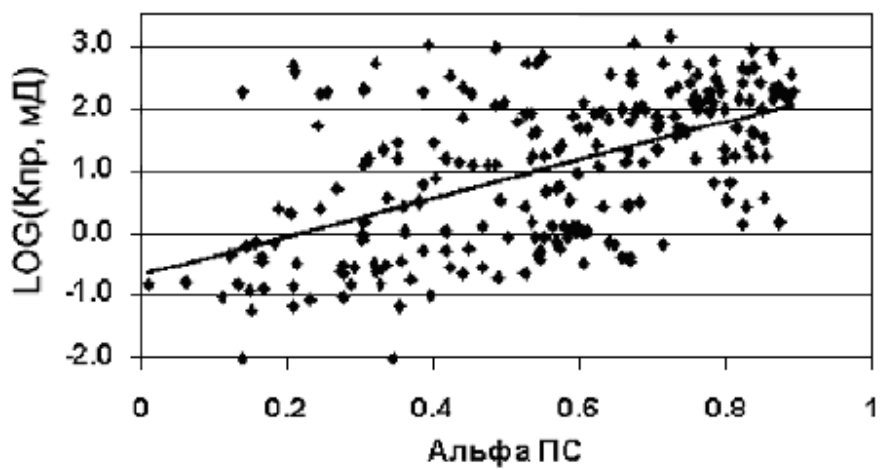
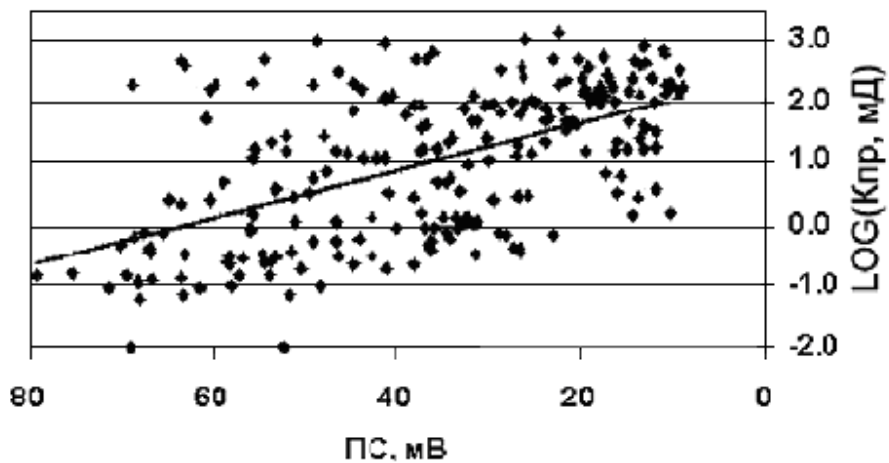
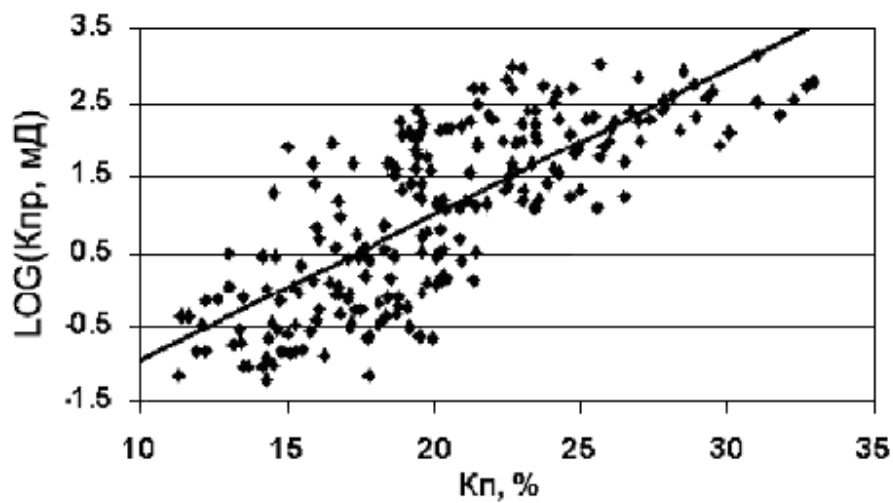


Рис. 3.14. Корреляционные зависимости $K_{пр}$ – $K_{п}$, $K_{пр}$ – ПС и $K_{пр}$ – $\alpha_{ПС}$ по измеренным значениям ПС на нормализованных каротажных диаграммах для Таежного месторождения

В первом приближении это справедливо и для произвольных пор с некоторым эффективным значением радиуса. Таким образом, одному значению пористости соответствует как угодно много значений проницаемости в зависимости от радиуса пор. На самом деле, пористость песка и глины может быть примерно одинакова (у неуплотненной глины даже больше), а проницаемость различается на несколько порядков, падая до ничтожных значений у глин. Из квадратичного характера зависимости проницаемости от радиуса следует, что корреляция между пористостью и проницаемостью слаба и возможна только по порядку величины, если она вообще возможна. И все-таки корреляция наблюдается всюду во всех нефтепродуктивных отложениях, хотя пористость и проницаемость – совершенно различные характеристики терригенной породы. Вероятно, это связано с примерно одинаковым механизмом литогенеза в первично неуплотненных осадках.

Поскольку разброс значений проницаемости даже по логарифмической шкале намного превышает диапазон изменения пористости, следует всегда ожидать, что корреляция между проницаемостью и параметрами ПС будет более «рыхлой», чем для пористости. Это и подтверждается на рис. 3.13 и 3.14, средний и нижний фрагменты. Заметим, что линии тренда для зависимостей $K_{пр} - ПС$ и $K_{пр} - \alpha_{ПС}$ одинаковы, что еще раз свидетельствует о правильном выборе значения 80 мВ для потенциала ПС на линии глин.

Выводы по связям между ПС и коэффициентом проницаемости

Едва ли существует принципиальная возможность улучшить корреляцию между проницаемостью и параметрами ПС, тем более в тонкослоистых коллекторах. Здесь среди образцов, отобранных из пластов, классифицируемых как коллектор по каротажным диаграммам ПС, встречаются экземпляры с самой различной проницаемостью, в том числе практически непроницаемые. Исключение слабопроницаемых образцов из выборки внесло бы произвол в

исходные данные. Некоторая надежда улучшить ситуацию состоит в том, чтобы коррелировать интегральные характеристики пласта, в которых понижено влияние его неоднородности. С одной стороны это гидропроводность пласта, с другой – значение ПС против середины пласта, исправленное за мощность и параметры зоны проникновения, т.е. величина, которая близка к адсорбционному потенциалу пласта за вычетом отдельных тонких прослоев, не осложняющих форму кривой. Эта величина для однородного пласта также называется статической амплитудой ПС [14], или статическим потенциалом ПС [26], хотя термин статический не очень подходит, поскольку существование такого потенциала связано с динамическим равновесием в процессе диффузии. Связь параметров ПС с гидропроводностью и удельным дебитом будет рассмотрена ниже.

3.4. Способ определения коэффициента проницаемости по параметру $\alpha_{ПС}$

В работе, [29], предложена эмпирическая зависимость для определения общей глинистости по относительной амплитуде ПС $\alpha_{ПС}$:

$$K_{ГЛ} = 0.67 - 1.12\alpha_{ПС} + (1.12 - 0.067 + 0.05)(\alpha_{ПС})^2,$$

где 0.67 и 0.05 – соответственно максимальное и минимальное значения глинистости, принятые при нормировании $\alpha_{ПС}$. Зависимость нормирована таким образом, что значению $\alpha_{ПС}=1$ соответствует глинистость 0.05. Поэтому в зависимость не попадают наиболее проницаемые, почти несцементированные коллекторы. Воспользуемся эмпирической зависимостью между проницаемостью и глинистостью, представленной на рис.3.15, , а именно

$$K_{ГЛ} = 0.0714(1.78 - \log K_{ПП}).$$

Подставим это выражение в предыдущее и получим

$$\log K_{ПП} = -7.6 + 5.7\alpha_{ПС} - 7.0(\alpha_{ПС})^2.$$

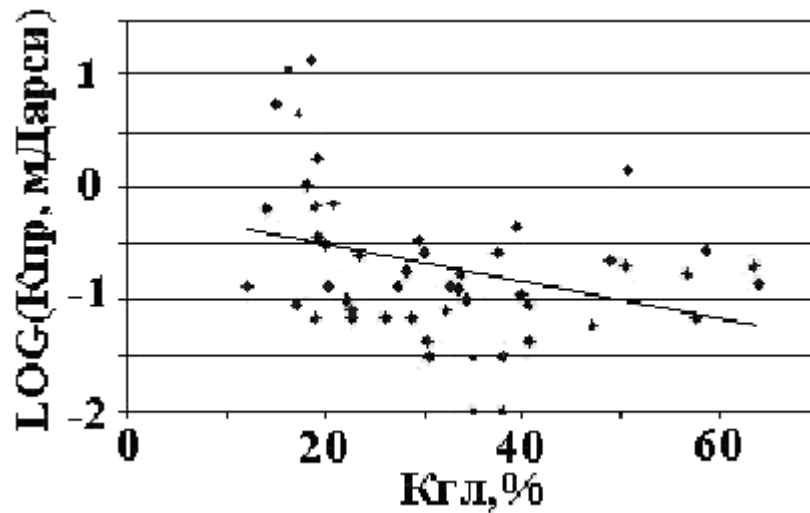


Рис. 3.15. Результаты сопоставления проницаемости с коэффициентом общей глинистости керн скважины 10374 на Андреевском месторождении

В графическом виде эта зависимость показана на рис. 3.16.

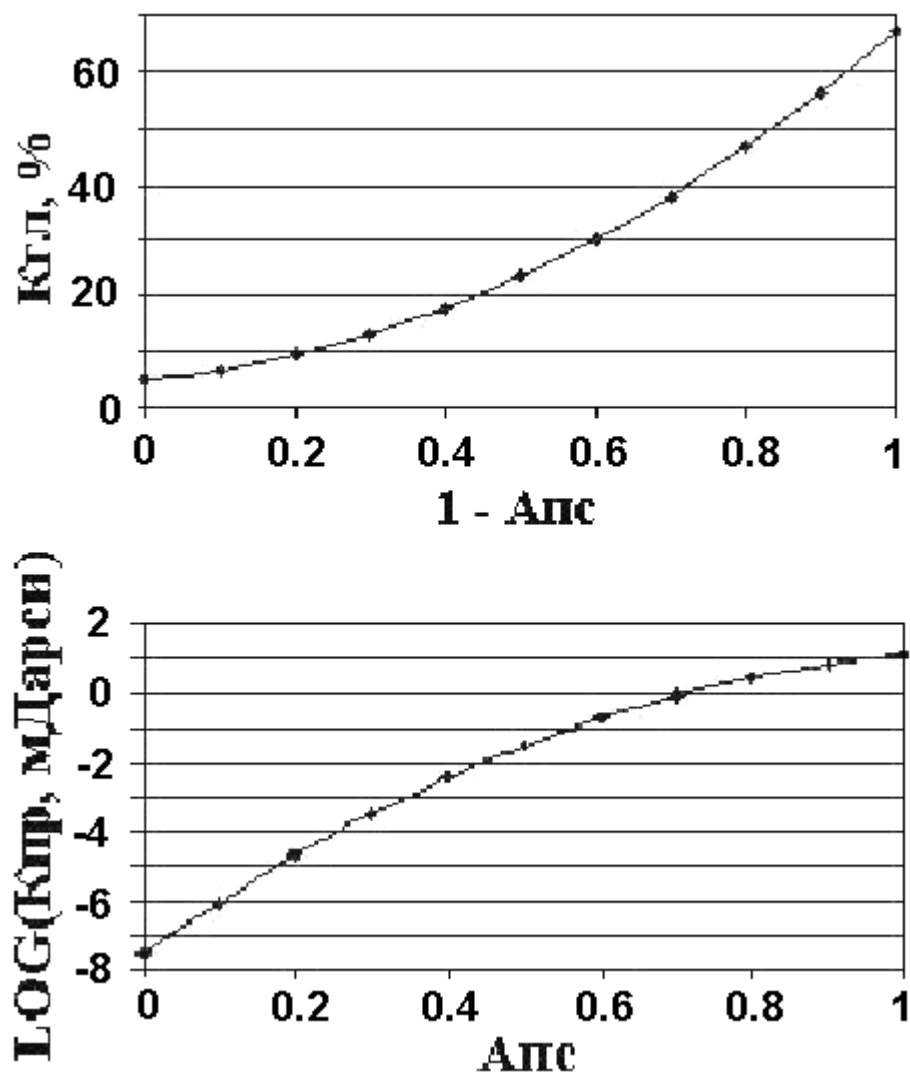


Рис. 3.16. Эмпирические зависимости коэффициента общей глинистости от

параметра $(1 - \alpha_{ПС})$ [24] и $Kп$ от параметра $\alpha_{ПС}$ внизу.

Такой опосредованный способ получения связи между проницаемостью и параметром ПС представляется нам более корректным по сравнению с прямым сопоставлением проницаемости и $\alpha_{ПС}$, поскольку в нем используются физически тесные корреляционные связи между глинистостью и ПС, между проницаемостью и глинистостью.

Зависимости, представленные на рис. 3.16 имеют объективный и полезный характер, несмотря на то, что с каждой отдельной скважине наблюдаются существенные отклонения от нее по данным измерения керна.

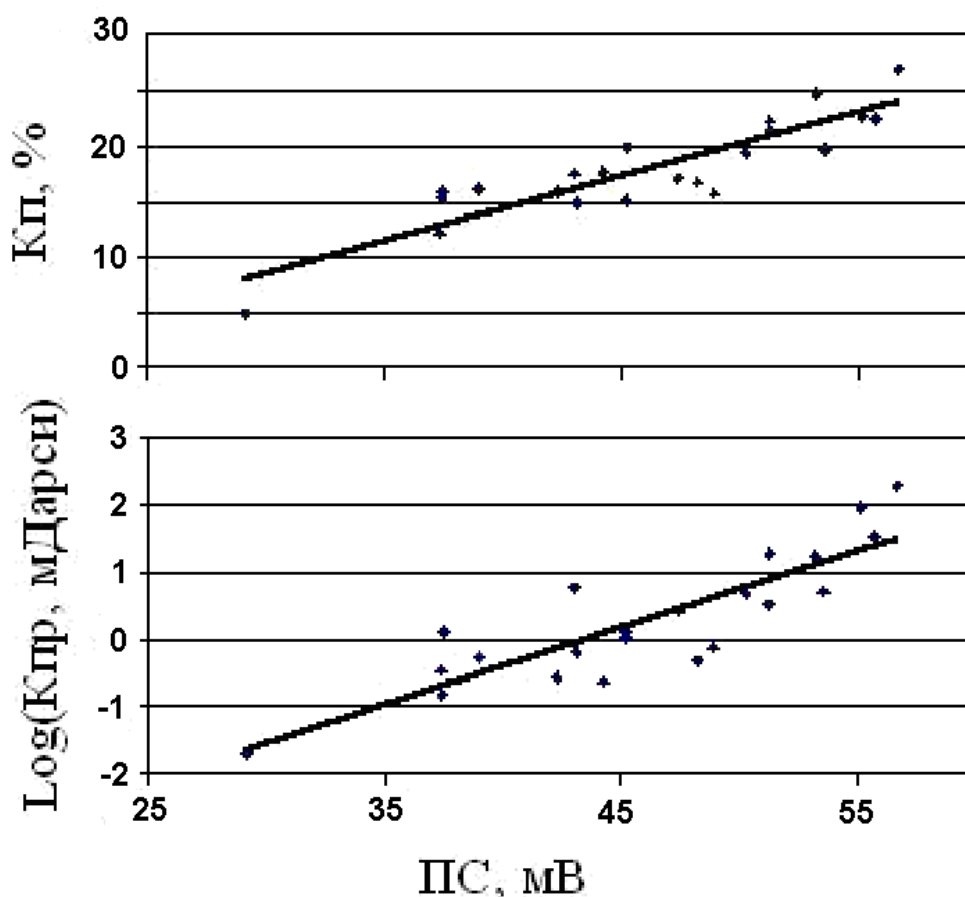


Рис. 3.17. Корреляционная зависимость коэффициентов пористости $Kп$ и проницаемости $Kпр$ от потенциала ПС при лабораторных измерениях

Некоторые результаты лабораторного изучения ПС на образцах керна.

На рис. 3.17 представлены результаты сопоставления разности потенциалов ПС при лабораторных измерениях с лабораторными же определениями ко-

эффицентов пористости и проницаемости. Заметно, что корреляционная связь между этими величинами является очень тесной.

Измеряли разность потенциалов на установке и по процедуре, описанной в предыдущем разделе. Образец аргиллита был взят из пласта аргиллитов в отложениях Тюменской свиты, вскрытых скважиной 10320 на Таежном месторождении (глубина 1786.6 м). Согласно каротажной диаграмме «линия глин» может быть проведена по отложениям Нижне-Даниловской свиты всего на 2 мВ выше значений ПС против этого пласта аргиллитов.

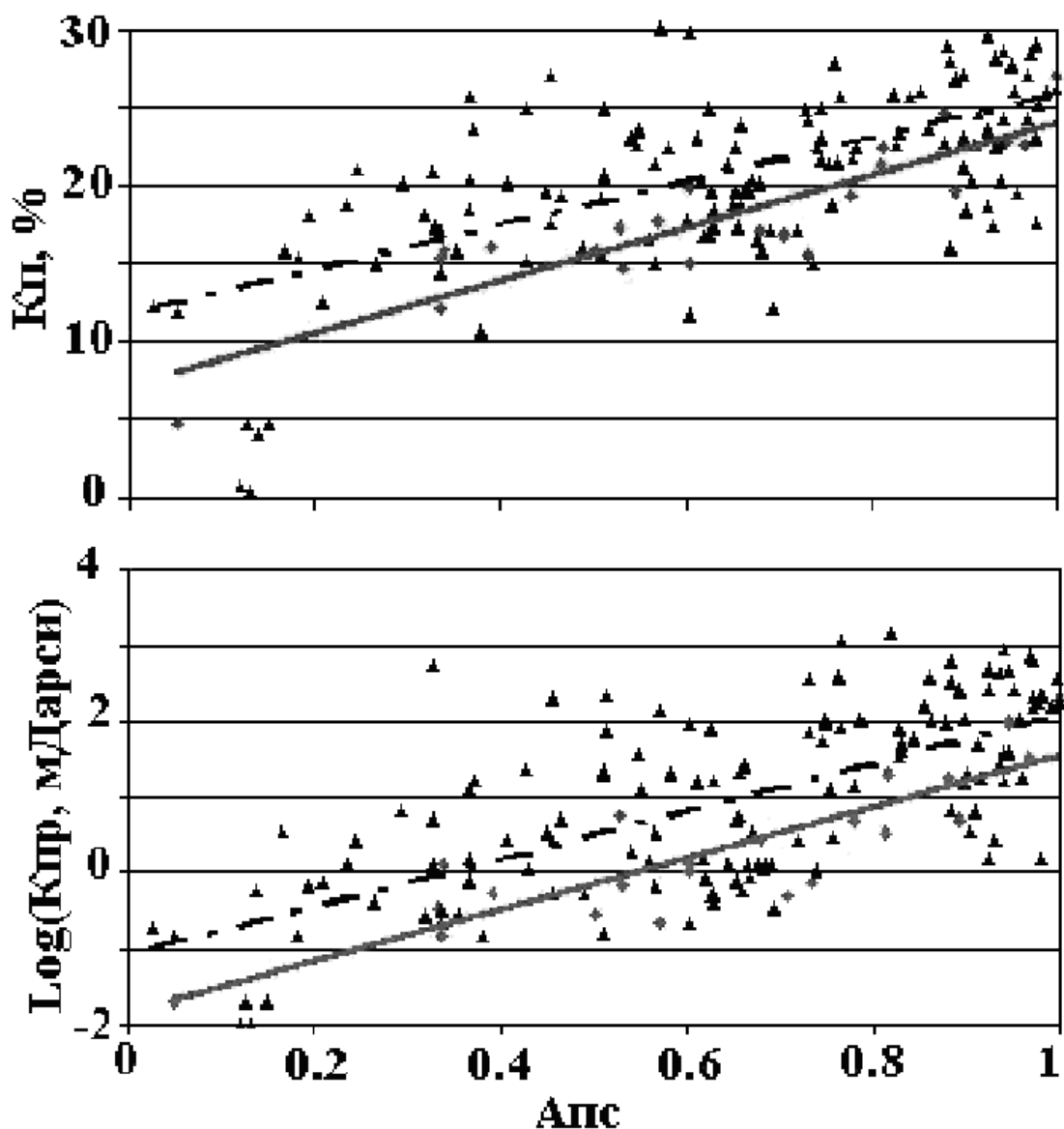


Рис. 3.18. Корреляция между коэффициентами пористости $K_{п}$, проницаемости $K_{пр}$ и параметром $\alpha_{ПС}$ по результатам лабораторных определений (ромбы) и по каротажным диаграммам (треугольники)

В роли парного с аргиллитом образца поочередно выступали образцы песчаников и алевролитов из продуктивных горизонтов Тюменской свиты в интервале глубин 1726 – 1758 м. Согласно рис. 3.17 отклонения от линии тренда составляют 2 – 3 абс. %. Это согласуется с опубликованными оценками точности определения КП в Шаимском районе [29]. Однако на практике используют не лабораторные, а каротажные данные. Поэтому на рис. 3.18 выполнено сравнение корреляционных зависимостей по данным лабораторных измерений и каротажа.

Линии тренда для лабораторных определений ПС идут ниже таковых в случае прямого использования каротажных диаграмм. Систематическое расхождение устраняется, если в каротажные данные ввести поправку, увеличивающую величину $\alpha_{ПС}$. Объективным обоснованием для введения такой поправки является сглаживание минимумов на кривой ПС напротив пластов-коллекторов. Уменьшение глубины минимумов ПС против продуктивных пластов связано с их конечной мощностью и наличием зоны повышающего проникновения. Поэтому следующей по важности задачей является развитие аппарата вычисления аномалии ПС в слоистой среде в присутствии скважины и зоны проникновения.

Заключение

В заключение отметим, что роль лабораторных измерений ПС первостепенна в формировании представлений о том, какие факторы влияют на характер корреляции и могут быть использованы напрямую для улучшения корреляции между параметрами ПС, пористостью и проницаемостью. Дальнейшие эксперименты позволят уточнить характер корреляционных зависимостей для конкретной группы месторождений. Чтобы эффективно их использовать, необходимо развить аппарат вычисления аномалии ПС в реальной скважине. Причем в отличие от известных палеток фирмы Шлюмберже, необходимо реализовать возможность вычисления аномалии ПС для коллектора, помещенного между слабопроницаемыми и малопористыми пластами.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ МЕЖДУ ПРОДУКТИВНОСТЬЮ, ГИДРОПРОВОДНОСТЬЮ И ПАРАМЕТРАМИ ПС ПЛАСТОВ

Естественно, что этот вопрос ввиду его большой практической значимости уже неоднократно рассматривался в литературе. Благодаря любезности С. М. Казанцевой, в поле нашего внимания попал отчет [30], в котором изложен типичный подход к этой проблеме. С некоторыми коррективами мы решили повторить эти исследования на материалах Таежного и Северного месторождений. Но прежде обсудим еще раз факторы, осложняющие корреляционные связи между ПС и фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

4.1. Факторы, осложняющие корреляционные связи

Преследуя цели, связанные с использованием характеристик ПС для изучения ФЕС, мы документировали керн двух скважин характеризующийся хорошим и удовлетворительным состоянием (диаметр 100 мм, выход керна по большинству интервалов близок к 100%), пробуренных на Северном месторождении. Колонки по этим двум скважинам представлены на рис. 4.1. На них приведен гранулометрический состав пород, показанный в «поле», ограниченном кривыми ПС и КС. Здесь же показано положение коллекторов.

По изменению фациального состава более удаленными от области сноса однозначно являются отложения, вскрытые скв.10636, которая расположена в 15.5 км северо-восточнее скв.7987. Это согласуется с общей моделью формирования тюменской свиты.

Значительную часть интервала каждого коллектора в каждой из скважин занимает сложное переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников в различных сочетаниях. Разумеется, все это достаточно известно по первичной документации и описанию стандартных образцов. Однако столь подроб-

ная колонка гранулометрического состава показывает, что с каждым литотипом, включая тонко переслаивающиеся породы, можно сопоставить пласт или его самостоятельную часть, выделяемую на кривой ПС, для которой по

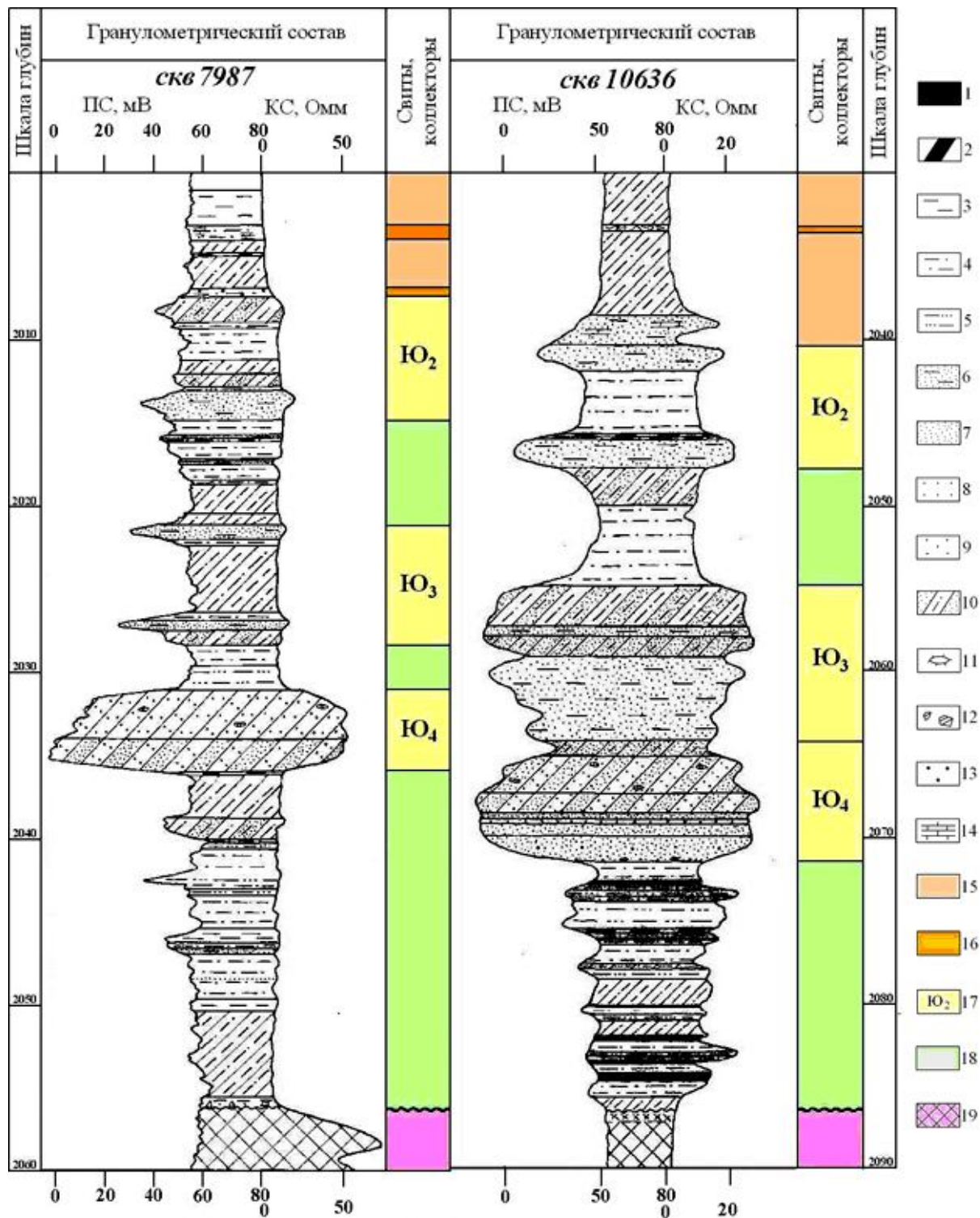


Рис. 4.1. Колонки гранулометрического состава скв 7987 и 10636 Северного месторождения. Условные обозначения: гранулометрический состав и другие признаки: 1 - уголь; 2 - углистые породы; 3 - аргиллит; 4 - мелко- 5 - крупнозернистые алевролиты; 6 -

тонко. 7 - мелко-. 8 - средне- и 9 - крупнозернистые песчаники; 10 - переслаивание различных типов; 11 - конкреции; 12 - обломки и линзы иных пород; 13 - ооидная структура; 14 - известковистость; 15 - даниловская свита; 16- вогулкинская толща; 17 - коллекторы и 18- непродуктивные отложения тюменской свиты; 19- породы фундамента (нерасчлененные).

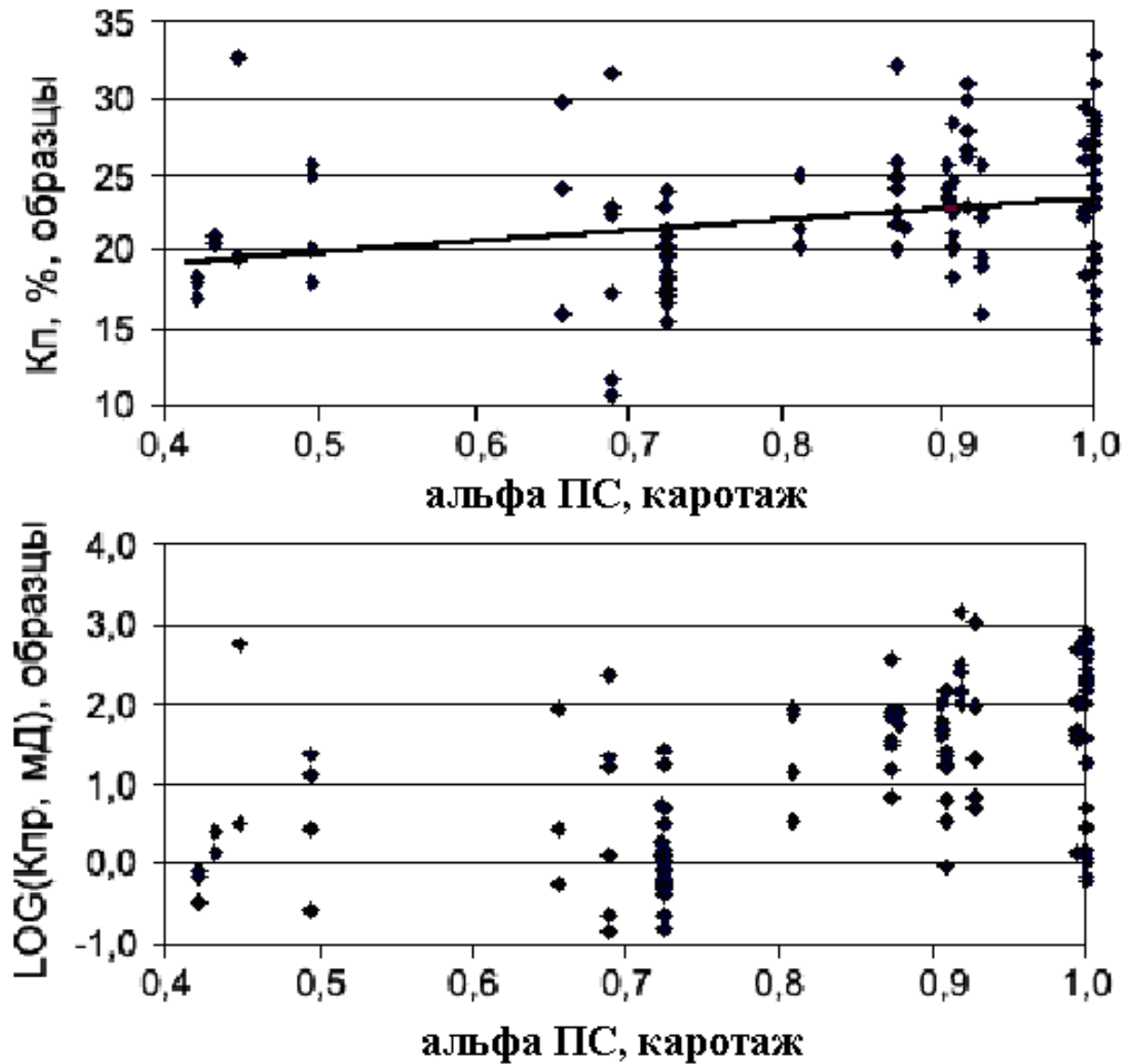


Рис. 4.2. Сопоставление $\alpha_{ПС}$ пластов-коллекторов в скв.10320 Таежного месторождения с ФЕС образцов из тех же пластов

результатам интерпретации может быть определен параметр $\alpha_{ПС}$. Помимо того, что пористость и тем более проницаемость не прямо связаны с адсорбционным потенциалом, осложняющим фактором является вариация гранулометрического состава внутри пласта, которому присвоено единственное значение ПС. Особенно видно это на рис. 4.2, где величина $\alpha_{ПС}$ для пластов,

выделенных по каротажу, сопоставлена со значениями коэффициентов пористости и проницаемости, измеренными лабораторно на стандартных образцах, из этих интервалов. На диаграмме видно, каков по вертикали разброс лабораторных измерений в пределах пластов, имеющих одинаковую величину $\alpha_{ПС}$, а по горизонтали - насколько разными значениями $\alpha_{ПС}$ характеризуются интервалы пластов, имеющие по данным лабораторных измерений одинаковую пористость и проницаемость. Подчеркнем, что невозможно отдать предпочтение какому-либо способу построения корреляционных зависимостей, исходя из величины возможной ошибки. Из рассмотрения рис. 2.4, 2.8 и 4.2 видно, что все они характеризуются большими отклонениями частных значений от линии тренда.

Приведем уравнения линий тренда для данных на рисунке 4.2

$$K_{п} = 7.5\alpha_{ПС} + 16,$$

на рис. 2.8 для всех литотипов Северного месторождения по измеренным значениям ПС на каротажных диаграммах

$$K_{п} = 8.26\alpha_{ПС} + 12.5,$$

то же на рис 2.8, но по медианным значениям для трех литотипов

$$K_{п} = 12.5\alpha_{ПС} + 11$$

и, наконец, по лабораторным измерениям ПС на образцах Таежного и Северного месторождений

$$K_{п} = 11.6\alpha_{ПС} + 11.7.$$

Естественно, что во всех четырех случаях значения $K_{п}$ заимствованы из результатов лабораторных измерений ФЕС стандартных образцов, в то время как источники и способы вычисления $\alpha_{ПС}$ разные. Нет особого смысла сравнивать уравнение для первого тренда с тремя остальными, поскольку для последних $\alpha_{ПС}$ вычислено не стандартным способом. Заметим, что в каждом способе при соблюдении процедуры задача определения $K_{п}$ решается в принципе с одинаковым успехом, хотя и с малой точностью. Что касается

второй линии тренда, то ее отличие от двух последних, выражающееся в более пологом наклоне, связано с включением в выборку значительного числа аргиллитов и глинистых алевролитов из непродуктивных интервалов. Впрочем, неизвестно, правомерно ли включать или не включать такие образцы в выборку. Знаменательно, что две последние линии тренда практически совпадают. Однако это не дает ключа к построению наилучшей корреляционной зависимости, поскольку отклонения от линии тренда все же достаточно велики. Вся неоднозначность корреляции между ФЕС и ПС наиболее рельефно видна на рис. 4.3.

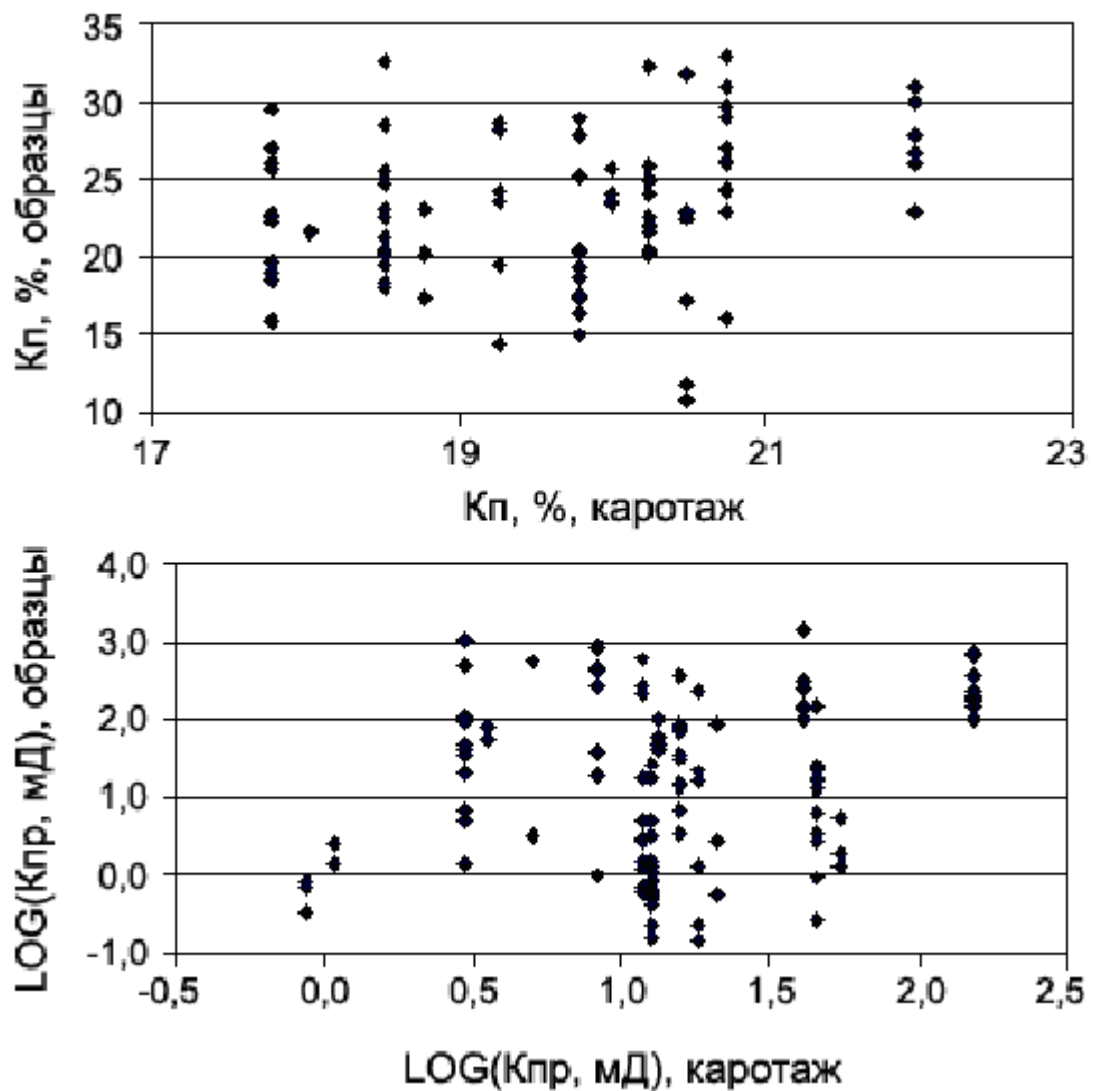


Рис. 4.3. Сопоставление ФЕС по результатам интерпретации каротажа ПС с измерениями ФЕС на образцах в скв.10320 Таежного месторождения

Здесь сопоставлены результаты определения ФЕС на основании корреляционных зависимостей между $\alpha_{ПС}$ и ФЕС по данным каротажа с прямыми измерениями ФЕС на образцах. Видно, что единственному значению пористости или проницаемости в пласте по каротажу соответствует множество значений по измерениям на образцах. Остается совершенно открытым вопрос о том, действительно ли каротаж дает некие средние или эффективные значения пористости и проницаемости пласта в целом, как это следует из графа обработки. Приблизиться к пониманию этой проблемы для проницаемости можно, сравнив проницаемость по каротажу с результатами испытаний пластов. Этому вопросу посвящено дальнейшее изложение.

4.2. Некоторые положения теории фильтрации

Фильтрация к совершенной скважине в установившемся режиме [34]. Скорость v и дебит Q через любую окружность радиуса r в пласте мощностью h связаны соотношением $Q = 2\pi r h v$. Поскольку

$$v = k_{\phi} \mathbf{grad} H, \quad v = k_{\phi} \frac{\partial H}{\partial r},$$

где H – напор, k_{ϕ} – коэффициент фильтрации, то, интегрируя, имеем

$$H = \frac{Q}{2\pi k_{\phi} h} \ln r + C.$$

Определив постоянную интегрирования из условий

$$H_K = \frac{Q}{2\pi k_{\phi} h} \ln R + C, \quad H_c = \frac{Q}{2\pi k_{\phi} h} \ln r_c + C,$$

где H_c – напор в скважине при дебите Q , H_K – напор на контуре питания, r_c – радиус скважины, R – радиус контура питания (любая изобара), получим формулу Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi k_{\phi} h (H_K - H_c)}{\ln R - \ln r_c}.$$

В этом выражении умножим числитель и знаменатель на удельный вес флюида γ и получим другой вид формулы Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi k_{\phi} h (p_K - p_c)}{\gamma \ln R/r_c} = \frac{2\pi h c (p_K - p_c)}{\mu \ln R/r_c},$$

где $c = K_{\text{ДПР}}$ – проницаемость порового пространства, μ – динамическая вязкость флюида (коэффициент внутреннего трения), p_c , p_K – давление в скважине и на контуре питания соответственно. И, наконец, еще один вид формулы Дюпюи

$$(p_K - p_c) = \frac{Q}{2\pi G} \ln R/r_c,$$

где введено обозначение

$$G = \frac{k_{\phi} h}{\gamma} = \frac{h c}{\mu}.$$

Величина G называется гидропроводностью пласта и имеет размерность $\text{м}^3 \cdot \text{Па}^{-1} \cdot \text{с}^{-1}$ в системе СИ. Однако традиционно используется смесь внесистемных единиц Дарси·см·сПуаз⁻¹, причем

$$1 \text{ Д} \cdot \text{см} \cdot \text{сПз}^{-1} = 10^{-11} \text{ м}^3 \cdot \text{Па}^{-1} \cdot \text{с}^{-1}.$$

Введем удельную гидропроводность, как

$$G_{\text{уд}} = \frac{G}{h} = \frac{c}{\mu}.$$

Удельная гидропроводность отличается от проницаемости $c = K_{\text{ДПР}}$ на постоянный коэффициент, если динамическая вязкость флюида одинакова. Для логарифмов этих величин

$$\text{Log} G_{\text{уд}} = \text{Log} c - \text{Log} \mu$$

наклон тренда одинаков, но следует учитывать, какой флюид извлекается при откачке, нефть или вода.

Введем также понятие коэффициента продуктивности, который определяет установившийся дебит интервала перфорации в скважине при депрессии

в 1 атм или 1 МПа,

$$\eta = Q / \Delta p .$$

Употребительная размерность продуктивности $\text{м}^3 \cdot \text{сут}^{-1} \cdot \text{МПа}^{-1}$. Тогда удельная продуктивность имеет вид

$$\eta_{\text{уд}} = \frac{\eta}{h} = \frac{Q}{h \Delta p} ,$$

с размерностью $\text{м}^2 \cdot \text{сут}^{-1} \cdot \text{МПа}^{-1}$. Использование формулы Дюпюи приводит к соотношению

$$\eta_{\text{уд}} = \frac{Q}{h \Delta p} = \frac{2\pi}{\ln R / r_c} \frac{c}{\mu} = \frac{2\pi}{\ln R / r_c} G_{\text{уд}} .$$

При постоянном радиусе питания удельная продуктивность отличается от удельной гидропроводности на постоянный коэффициент. Тогда в двойном логарифмическом масштабе угол наклона линии тренда для зависимости $\eta_{\text{уд}} \leftrightarrow G_{\text{уд}}$ должен составлять 45° . Удельная гидропроводность менее опосредованно связана с проницаемостью пласта, чем удельная продуктивность.

Определение скорости течения Дарси в случае коллектора, ограниченного непроницаемыми пластами, неустановившийся режим. В этом случае может быть применена следующая процедура определения скорости фильтрации. Скорость фильтрации (течения Дарси) в ограниченном проницаемом пласте может быть определена из уравнения для напора H при нестационарной двумерной фильтрации, когда зависимость от вертикальной координаты отсутствует. При осевой симметрии в полярных координатах

$$\frac{\partial H}{\partial t} = \frac{a}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial H}{\partial r} \right) , \quad a = \frac{k_{\text{ф}}}{k_{\text{п}} \rho \cdot g \beta_{\text{ж}}} ,$$

где a – пьезопроводность, $\text{м}^2 \cdot \text{с}^{-1}$, $k_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, ρ – плотность флюида, $\text{кг} \cdot \text{м}^{-3}$, $g \approx 9,8$ – ускорение свободного падения, $\text{м} \cdot \text{с}^{-2}$, $\beta_{\text{ж}}$ – коэффициент сжимаемости флюида, Па^{-1} , имеющий порядок 10^{-9} (керосин), $k_{\text{ф}}$ – коэффициент фильтрации, $\text{м} \cdot \text{с}^{-1}$,

$$k_{\phi} = \frac{c\gamma}{\mu},$$

$\gamma = \rho g = n \cdot 9800$ – удельный вес флюида, Н·м⁻³, n – отношение плотности флюида к плотности воды. При $\beta_{\text{ж}} \neq 0$ уравнение имеет известное решение, [34],

$$H(t) = H_0 - \frac{Q}{4\pi k_{\phi} h} \int_{\frac{r^2}{4at}}^{\infty} \frac{e^{-x}}{x} dx,$$

Q – дебит притока пластового флюида или поглощения бурового раствора (минус – приток, плюс – поглощение), м³·с⁻¹, h – мощность пласта, м, H_0 – стационарная величина напора (высота столба жидкости в скважине, уравновешивающая пластовое давление). Согласно закону Дарси $\mathbf{v} = -k_{\phi} \cdot \mathbf{grad}H(t)$, поэтому

$$v_r = -k_{\phi} \frac{\partial H}{\partial r} = \frac{Q}{2\pi \cdot rh} e^{-\frac{r^2}{4at}}.$$

Для несжимаемого флюида (при $\beta_{\text{ж}} = 0$, $a \rightarrow \infty$), а также для сжимаемого флюида (при $t \rightarrow \infty$) возникает стационарное состояние, при котором

$$v_r = \frac{Q}{2\pi \cdot rh}, \quad H = H_0 - \frac{Q}{2\pi k_{\phi} h} \ln \frac{r}{r_c}.$$

Здесь r_c – радиус скважины.

Свяжем выражения в нестационарном случае с характеристиками испытания пласта в процессе бурения. При больших значениях t

$$H_0 - H(t) \approx \frac{Q}{4\pi k_{\phi} h} \ln \left(\frac{4at}{0.577r_c^2} \right),$$

где слева – понижение уровня при откачке. Умножая правую и левую части на удельный вес флюида, имеем

$$\Delta p = p_0 - p(t) \approx \frac{Q}{4\pi G} \ln \left(\frac{4at}{0.577r_c^2} \right) = A + B \ln t$$

$$A = B \ln \left(\frac{4a}{0.577r_c^2} \right), \quad B = \frac{Q}{4\pi G},$$

где Δp – депрессия при откачке. Еще раз отметим, что $G = \frac{hc}{\mu} = \frac{k_\phi h}{\gamma}$ – гидропроводность пласта. Коэффициент B определяют по характеристикам восстановления депрессии (КВД), после чего вычисляют гидропроводность пласта. Применяя формулу наложения, получим для кривой восстановления

$$\Delta p \approx \frac{Q}{4\pi G} \ln \frac{t+t_1}{t}.$$

Здесь t_1 – время откачки, t – время восстановления, Q – дебит в конце откачки.

Если $i = \Delta y / \Delta x$ – угловой коэффициент КВД в координатах $y = \Delta p$, $x = \ln \frac{t+t_1}{t}$, то

$$G \approx \frac{Q}{4\pi \cdot i}.$$

Выполним некоторые оценки радиуса контура питания при откачке. Приближенная формула для депрессии в нестационарном режиме

$$p_0 - p(t) \approx \frac{Q}{4\pi G} \ln \left(\frac{4at}{0.577r_c^2} \right)$$

переходит в точную формулу Дюпюи для стационарного режима при

$$R^2 = \frac{4at}{0.577}.$$

При проницаемости 10^{-13} м² пьезопроводность приблизительно равна 0.85 м²·с⁻¹ для воды. При времени откачки 100 часов радиус контура питания составит чуть менее 1.5 км. Эту цифру следует принять за верхний предел при

данных проницаемости и времени откачки, поскольку вследствие повышенной вязкости и сжимаемости газированной нефти, пьезопроводность существенно уменьшается.

На примере испытания интервала глубин 2002-2007 м в скважине 10227П Северного месторождения выполним оценку этих значений по порядку величины. Время испытаний 148 час, $\eta = 1.25 \text{ м}^3 \cdot \text{сут}^{-1} \cdot \text{МПа} = 1.44 \text{ м}^3 \cdot \text{Па}^{-1} \cdot \text{с}^{-1}$, $G = 2.22 \text{ Д} \cdot \text{см} \cdot \text{сПз}^{-1} = 2.22 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3 \cdot \text{Па}^{-1} \cdot \text{с}^{-1}$. Отсюда согласно формуле Дююи

$$\ln \frac{R}{r_c} = \frac{2\pi G \Delta p}{Q} = \frac{2\pi G}{\eta} = 9.65$$

и далее $R/r_c = 15521$, $R \approx 1.5 \text{ км}$. Таким образом, при данном времени испытаний действительно достигается состояние, близкое к стационарному, при радиусе контура питания около 1.5 километров.

4.3. Исследование корреляционных связей между удельной продуктивностью, удельной гидропроводностью и параметрами ПС пластов на нефтяных месторождениях

При отсутствии зоны проникновения, максимум аномалии потенциала за счет геометрических факторов на оси скважины уменьшается на величину

$$\frac{\Omega}{4\pi} = \frac{h/d}{\sqrt{1+(h/d)^2}},$$

где Ω – телесный угол, под которым виден пласт из точки, находящейся на оси скважины против середины пласта, d – диаметр скважины, h – мощность пласта. Для того чтобы перейти к истинной величине адсорбционного потенциала, делят значение ПС, снятое с каротажной диаграммы, на эту величину. При этом теряется связь с мощностью пласта, итак довольно слабая при отношении мощности пласта к диаметру скважины более пяти. В целом не следует искать связь кажущихся или истинных значений адсорбционного

потенциала с факторами, пропорциональным мощности пласта. Для этого нет принципиальных предпосылок. Поэтому корреляции с параметрами ПС пласта подлежат величины удельной продуктивности и удельной гидропроводности. Корреляция между удельной продуктивностью и $\alpha_{ПС}$ по данным уже упомянутого отчета [30], приведена на рис. 4.4. Этот результат можно упрекнуть лишь в сравнительно малой величине использованной выборки.

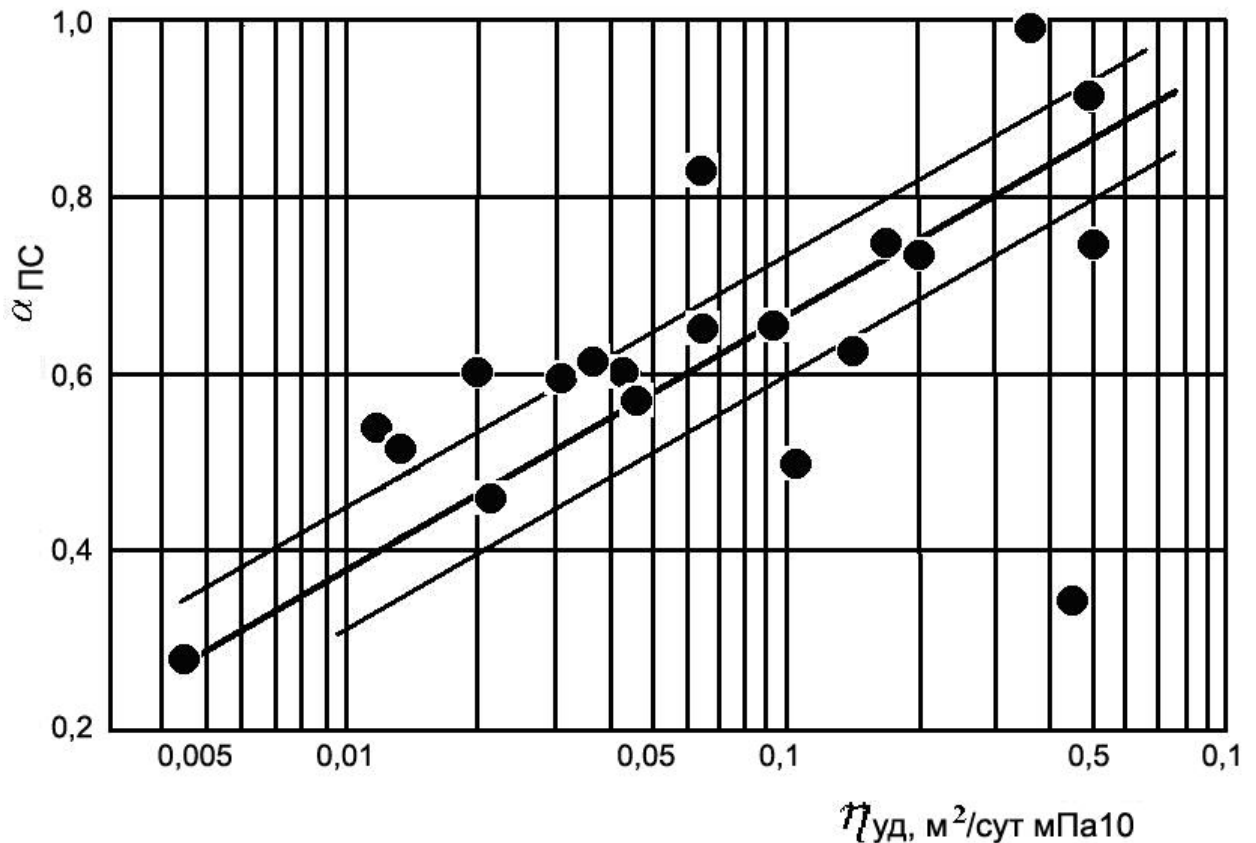


Рис. 4.4. Связь параметра $\alpha_{ПС}$ с удельной продуктивностью коллекторов тюменской свиты на Ловинском и Западно-Ловинском месторождениях [30]

На рис. 4.5 выполнена корреляция между удельной гидропроводностью и удельной продуктивностью. Увеличив вертикальный масштаб на рис. 4.5 в 1.6 раза, чтобы выровнять размеры логарифмического модуля по вертикали и горизонтали, получим угол наклона линии тренда 45° . Это согласуется с утверждением, что при постоянном радиусе питания удельная продуктивность отличается от удельной гидропроводности на постоянный коэффициент.

Корреляция ПС с результатами испытаний пластов Таежного и Северного месторождений выполнена нами при большем объеме выборки, чем на других месторождениях. При этом выяснилось, что отклонения от линии тренда более значительны, чем это представлялось ранее [30].

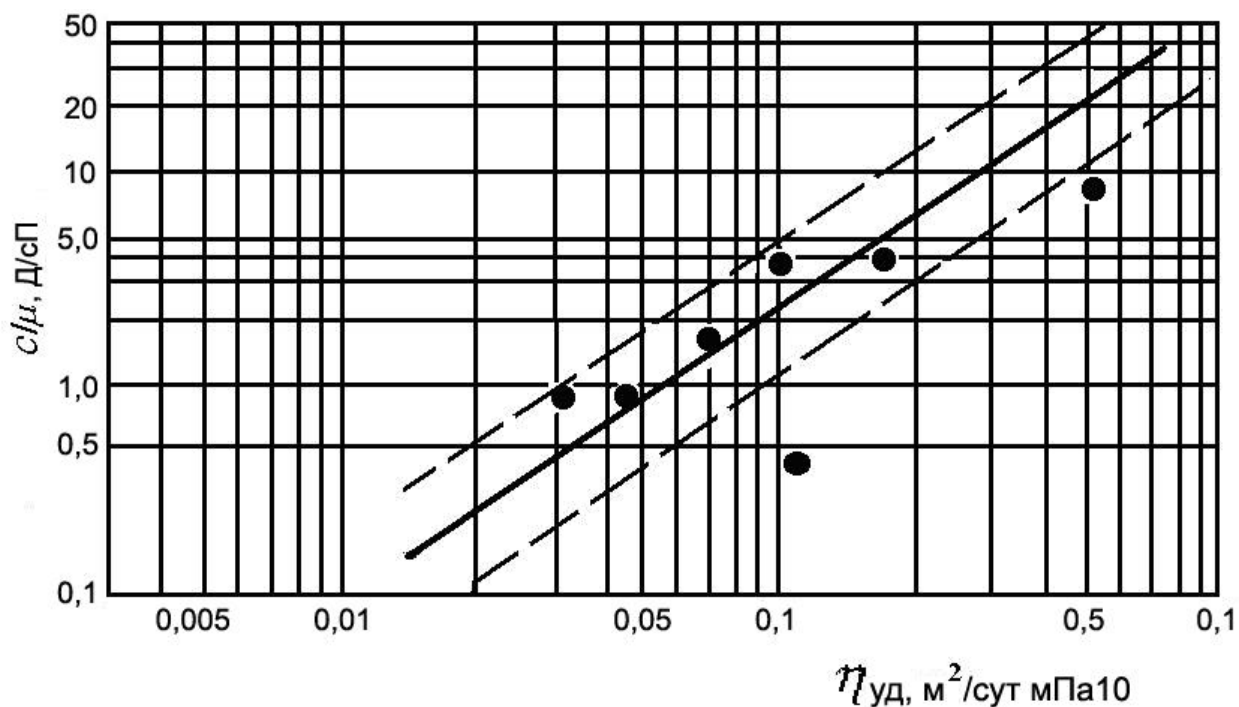


Рис. 4.5. Связь удельной гидропроводности $G_{уд} = c/\mu$ с удельной продуктивностью коллекторов тюменской свиты на Ловинском и Западно-Ловинском месторождениях [30]

Поскольку пласты, выделенные по ПС, лишь частично совпадают с интервалами перфорации, предстояло выбрать, на какую величину делить продуктивность и гидропроводность для определения удельных значений, на мощность пласта или на длину интервала перфорации. На рис. 4.6, верхний фрагмент, представлены оба варианта. Оказалось, что между ними нет существенной разницы в наклоне линии тренда. Для дальнейшего принят вариант деления на мощность пласта, когда интервал перфорации частично захватывает непроницаемые породы. Связь между аномалией ПС и удельной продуктивностью рассмотрена на среднем фрагменте рис. 4.6 отдельно на Таежном и Северном месторождениях, а на нижнем фрагменте – для совокупно-

сти данных. На Таежном месторождении в выборке отсутствуют аргиллиты, с чем, вероятно, связан более пологий наклон линии тренда. Нельзя дать точного ответа, к чему приводит объединение выборок для двух месторождений, то ли к улучшению статистики, то ли к некоторому нарушению частных закономерностей.

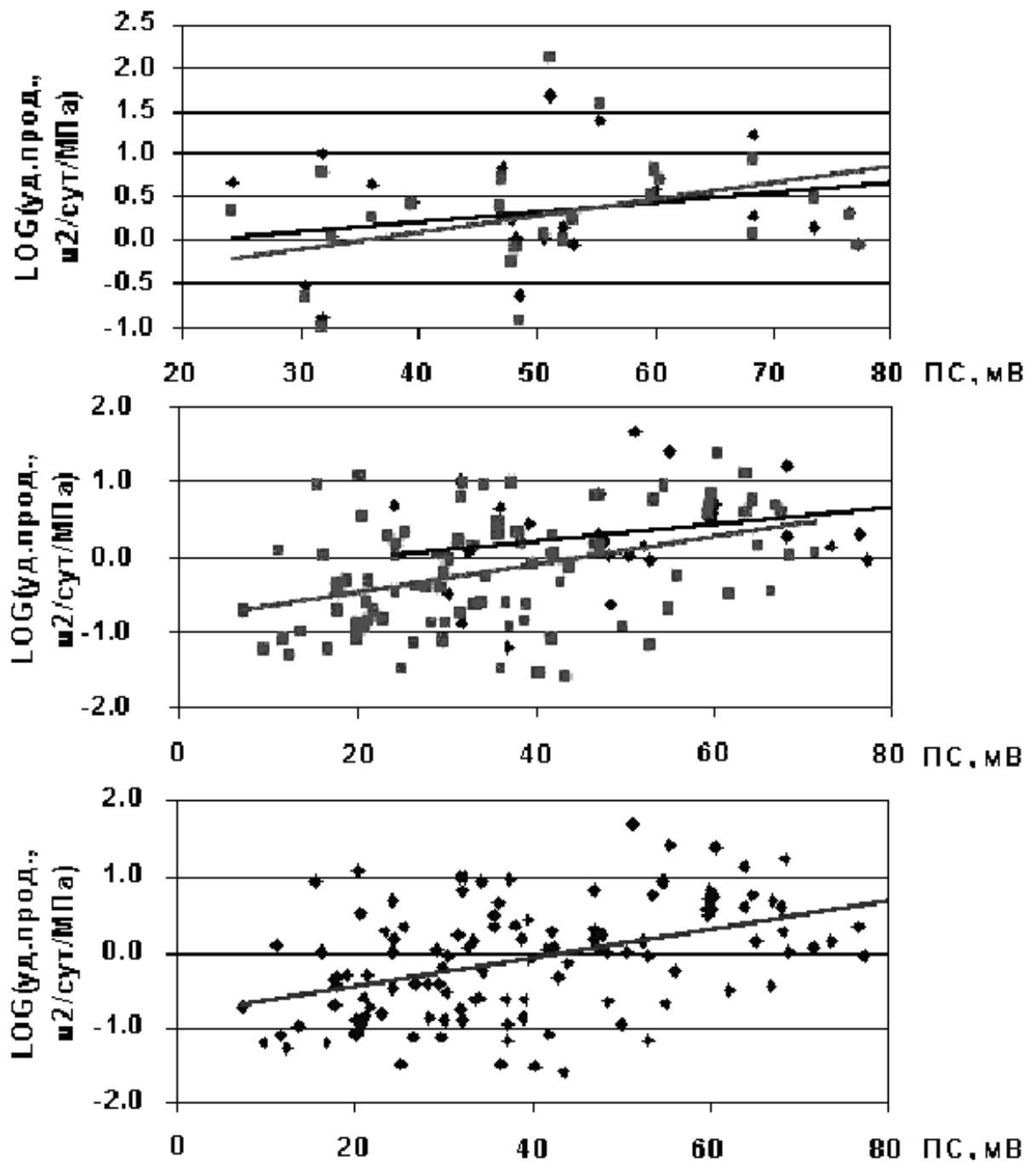


Рис. 4.6. Связь между аномалией ПС, мВ, и логарифмом удельной продуктивности, $\text{м}^2/\text{сутки}/\text{МПа}$, по результатам испытаний пластов Таежного и Северного месторождений. Верхний фрагмент, ромбы – при делении на мощность пластов по карота-

жу, квадраты – при делении на интервал перфорации. Средний фрагмент, ромбы – Таежное, квадраты – Северное месторождение. Нижний фрагмент – оба месторождения вместе

Будем полагать первое и пользоваться линией тренда для объединенной выборки, тем более что разброс значений удельной продуктивности достаточно велик по сравнению с возможной ошибкой от объединения результатов испытаний. Как бы ни велики были отклонения от линии тренда для зависимости $U_{ПС} \leftrightarrow \text{Log}\eta_{уд}$ на рис. 4.6, они не больше, чем для зависимости $\alpha_{ПС} \leftrightarrow \text{Log}K_{ПР}$ на рис. 2.13 и 2.14. Поскольку зависимость $U_{ПС} \leftrightarrow \text{Log}\eta_{уд}$ непосредственно выводит нас на промысловый параметр, стоит использовать ее для прогноза продуктивности по порядку величины.

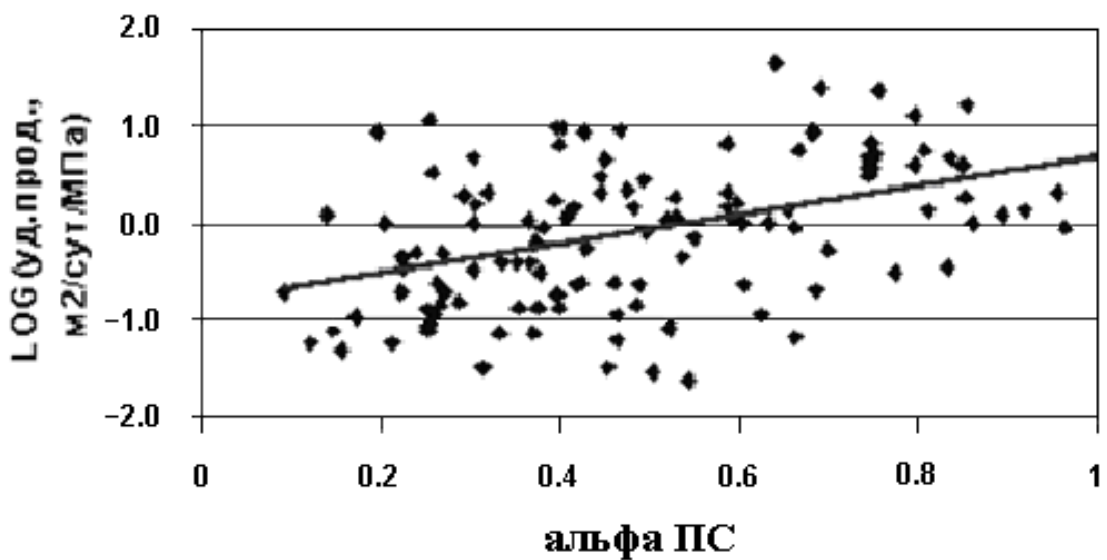


Рис. 4.7. Связь между $\alpha_{ПС}$ и логарифмом удельной продуктивности, $\text{м}^2/\text{сутки}/\text{МПа}$, по результатам испытаний пластов Таежного и Северного месторождений

На рис. 4.7 те же данные приведены в координатах $\alpha_{ПС}$ и $\text{Log}\eta_{уд}$. Значения параметра ПС получены путем деления аномалии ПС на 80 мВ. При этом тренд (уравнение регрессии)

$$\log \eta_{уд} = \log(Q/h / \Delta p) = 1.54\alpha_{ПС} - 0.84 = 0.0192U_{ПС} - 0.84,$$

где $U_{ПС}$ – аномалия ПС на каротажной диаграмме, то есть разность между

потенциалом ПС на линии глин и потенциалом ПС против пласта-коллектора, исправленным за мощность и электропроводность пласта и зоны проникновения по результатам интерпретации. Из этой формулы, а также самих рис. 4.6 и 4.7 в очередной раз видно, что каков бы ни был способ определения $\alpha_{ПС}$, он эквивалентен линейному преобразованию данных и потому его использование ничего не добавляет к объему и качеству выходной информации. Вычисление $\alpha_{ПС}$ попросту является лишней, а иногда обременительной процедурой. Ничего не дает вычисление $\alpha_{ПС}$ и в качестве способа некоторой нормировки входной информации. Нормировка данных уже фактически осуществлена, как только определена аномалия ПС относительно линии глин. Сводя в один массив аномалию ПС во всех скважинах данного месторождения и даже соседних месторождений, мы фактически предполагаем однородность свойств покрышки на значительной площади. Именно подтверждению этого должна быть посвящена часть усилий по изучению керна, а не поискам виртуального идеального песчаника. Между тем, изучению свойств покрышки уделяется недопустимо малое внимание.

Значительную роль в изучении свойств аргиллитов покрышки должны сыграть лабораторные измерения пар образцов аргиллитов, взятых из разных скважин. Пожалуй, нет другого способа убедиться в том, что уровень линии глин в этих скважинах одинаков, когда разность потенциалов между ними равна нулю. Если же разность потенциалов не равна нулю, то эту величину можно ввести в качестве поправки в значение ПС на линии глин для одной из скважин, откуда она попадет во все остальные величины.

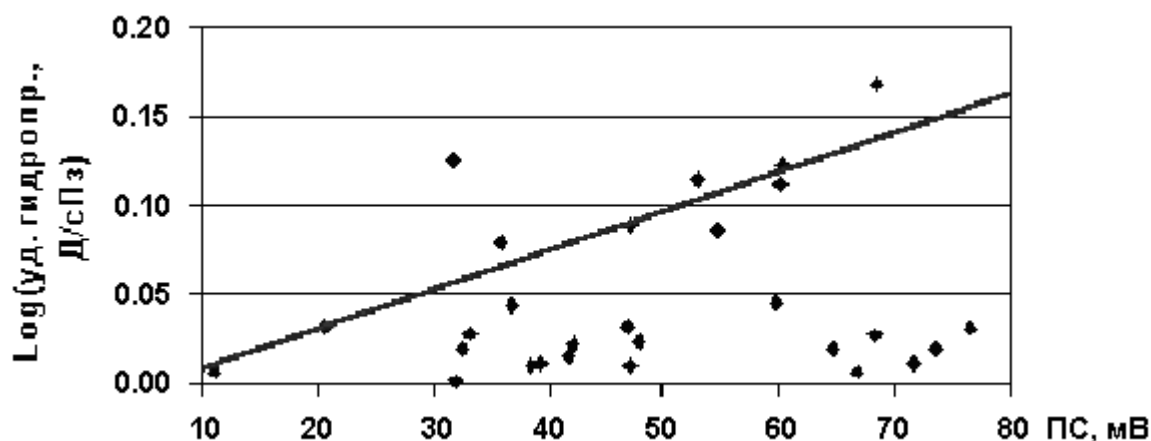


Рис. 4.8. Связь между аномалией ПС, мВ, и логарифмом удельной гидропроводности, Дарси/сантПаз, по результатам испытаний пластов Таежного и Северного месторождений

На рис. 4.8 представлена связь между аномалией ПС и логарифмом удельной гидропроводности по результатам испытаний пластов Таежного и Северного месторождений. За счет выбора масштаба вертикальной оси на диаграмму не попали три резко выпадающих значения, которые все же повлияли на наклон линии тренда.

По нашему мнению прогноз удельной гидропроводности по данным ПС является более неоднозначным, чем прогноз удельной продуктивности. Однако на этот вывод мог оказать влияние существенно меньший объем выборки, который удалось извлечь из результатов испытаний.

Выводы по связям между ПС и удельной продуктивностью

Построив по результатам интерпретации каротажа ПС и результатам испытаний пластов зависимости $U_{ПС} \leftrightarrow \text{Log}\eta_{уд}$ или $\alpha_{ПС} \leftrightarrow \text{Log}\eta_{уд}$ (первое даже предпочтительнее) можно пользоваться ими для предварительной оценки удельной продуктивности по порядку величины. При этом возникающие погрешности не хуже, чем для зависимости $\alpha_{ПС} \leftrightarrow \text{Log}K_{пр}$, применяемой для оценки проницаемости.

ВЫЧИСЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛА ПС НА ОСИ СКВАЖИНЫ

5.1 Модель среды, нормальное поле и интегральное уравнение для адсорбционного потенциала

Потенциал двойного электрического слоя может быть найден из следующих соображений. Рассмотрим потенциал двух сближенных поверхностей, заряженных противоположно [32,37]

$$U = \frac{1}{4\pi\epsilon_0\epsilon} \left[\int_{S_1} \frac{\sigma_{\text{пов}}}{R_1} dS - \int_{S_2} \frac{\sigma_{\text{пов}}}{R_2} dS \right] = \frac{1}{4\pi\epsilon_0\epsilon} \int_S \sigma_{\text{пов}} \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right) dS,$$

$$R_1^2 = (x - \xi - d\xi)^2 + (y - \eta - d\eta)^2 + (z - \zeta - d\zeta)^2,$$

$$R_2^2 = (x - \xi)^2 + (y - \eta)^2 + (z - \zeta)^2$$

$$d\mathbf{l} = i d\xi + j d\eta + k d\zeta.$$

Здесь $d\mathbf{l}$ – малый вектор, нормальный к обеим поверхностям, $\sigma_{\text{пов}}$ – поверхностная плотность зарядов, Кл·см⁻², $\epsilon_0 = 8.85 \cdot 10^{-12}$ Кл·В⁻¹·м⁻¹ – электрическая постоянная, ϵ – относительная диэлектрическая проницаемость.

Найдем предел

$$\lim_{dl \rightarrow 0} \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right) = \frac{d\mathbf{l} \cdot \mathbf{r}}{r^3} = \frac{d\mathbf{l} \cdot \mathbf{n}}{r^3},$$

$$\mathbf{r} = \mathbf{i}(x - \xi) + \mathbf{j}(y - \eta) + \mathbf{k}(z - \zeta).$$

Величина

$$\frac{\sigma_{\text{пов}} d\mathbf{l}}{\epsilon_0 \epsilon} = \tau$$

называется мощностью двойного слоя [37]. Она имеет размерность потенциала и равна скачку потенциала τ при переходе через двойную поверхность.

Тогда потенциал

$$U = \frac{1}{4\pi} \int_S \frac{\mathbf{m} \cdot \mathbf{r}}{r^3} dS$$

Адсорбционный потенциал

В нашем случае скачок τ есть разность равновесных адсорбционных потенциалов контактирующих пластов. Электрический потенциал в пространстве вокруг незамкнутой поверхности равен

$$U = \frac{1}{4\pi} \int_S \frac{\mathbf{m} \cdot \mathbf{r}}{r^3} dS = \frac{1}{4\pi} \int_S \mathbf{m} \cdot \mathbf{grad}_M \frac{1}{r} dS = \pm \frac{1}{4\pi} \int_S \frac{\tau \cos \alpha}{r^2} dS.$$

Знак зависит от выбранного направления нормали. В случае постоянной мощности

$$U = \pm \frac{U_{adc}}{4\pi} \int_S \frac{\cos \alpha}{r^2} dS = \pm \tau \frac{\Omega}{4\pi},$$

где Ω – телесный угол, под которым видна поверхность из точки расчета. Если поверхность замкнута, а точка наблюдения находится снаружи, $U = 0$, поскольку с учетом направления нормали к фрагментам поверхности, видимым с лица и с изнанки, телесный угол равен $\Omega = 0$. Если поверхность замкнута, а точка наблюдения находится внутри, $U = |\tau|$, поскольку вся поверхность видна с изнанки под полным телесным углом $\Omega = 4\pi$.

Согласуем направление нормали к поверхности пласта с ориентировкой диполей, направив ее параллельно моменту диполей от отрицательных зарядов к положительным. Тогда нормаль будет направлена внутрь пласта. Если точка наблюдения находится внутри, то $U = U_{adc} = \tau$, т.к. двойной слой виден с изнанки, где расположены положительные заряды. Поскольку внешнее поле отсутствует, нет и электрического тока. График потенциала на профиле, пересекающем равновесную пачку пластов, представляет собой ступени, величина которых равна U_{adc} в каждом пласте.

В качестве альтернативы этому результату сведем поверхностный интеграл к объемному. Воспользуемся теоремой Гаусса [32]:

$$\int_S \tau_c \mathbf{n} \cdot \mathbf{grad}_M \frac{1}{r} dS = \int_V \operatorname{div}(\tau_c \mathbf{grad}_M \frac{1}{r}) dV.$$

Тогда

$$\begin{aligned} U_0 &= \frac{1}{4\pi} \int_S \tau_c \cdot \mathbf{n} \cdot \mathbf{grad}_M \frac{1}{r} dS = \frac{1}{4\pi} \int_V \operatorname{div}(\tau_c \mathbf{grad}_M \frac{1}{r}) dV = \\ &= \frac{1}{4\pi} \int_V \tau_c \cdot \operatorname{div} \mathbf{grad}_M \frac{1}{r} dV + \frac{1}{4\pi} \int_V \mathbf{grad}_M \tau_c \cdot \mathbf{grad}_M \frac{1}{r} dV. \end{aligned}$$

Первое слагаемое равно нулю, поскольку обратное расстояние удовлетворяет уравнению Лапласа. Скачок потенциала в двойном слое является тета-функцией $\tau_c = \tau_c \cdot \theta(\mathbf{r} - \mathbf{r}_S)$, градиент тета-функции есть дельта-функция $\mathbf{grad}_M \tau_c = E_{0n} \delta(\mathbf{r} - \mathbf{r}_S)$ [35]. Здесь E_{0n} – напряженность электрического поля между обкладками двойного слоя. Переходя к конечным размерам, имеем

$$E_{0n} = \frac{\tau_c}{\Delta l},$$

где Δl – конечная толщина двойного слоя. Двойной слой можно представить в виде объема, покрытого тонким слоем элементарных объемов с поперечным размером Δl . Точность решения в такой постановке зависит от того, насколько тонким будет этот слой по сравнению с остальными характерными размерами модели. При постоянном значении E_{0n} во всех элементах такой оболочки, внешний потенциал должен быть близок к нулю, т.е. должен быть существенно меньше потенциала каждого из элементов поверхности неоднородности. В декартовых координатах

$$U_0 = \frac{1}{4\pi} \sum_{i=1}^6 \int_{V_{Si}} E_{0ni} \frac{\partial}{\partial n_i} \frac{1}{r} dV_{Si},$$

здесь V_{Si} – уплощенный объем, прилегающий к каждой из шести граней объема неоднородности V .

Для преобразования последнего выражения рассмотрим потенциал на

оси скважины, пересекающей пласт. Для определенности будем считать, что на внешней стороне размещаются положительные заряды двойного слоя.

Обозначим Ω_{θ} телесный угол, под которым видна плоскость пересечения скважины с верхней кромкой пласта, Ω_{θ} – с нижней кромкой (рис. 5.1).

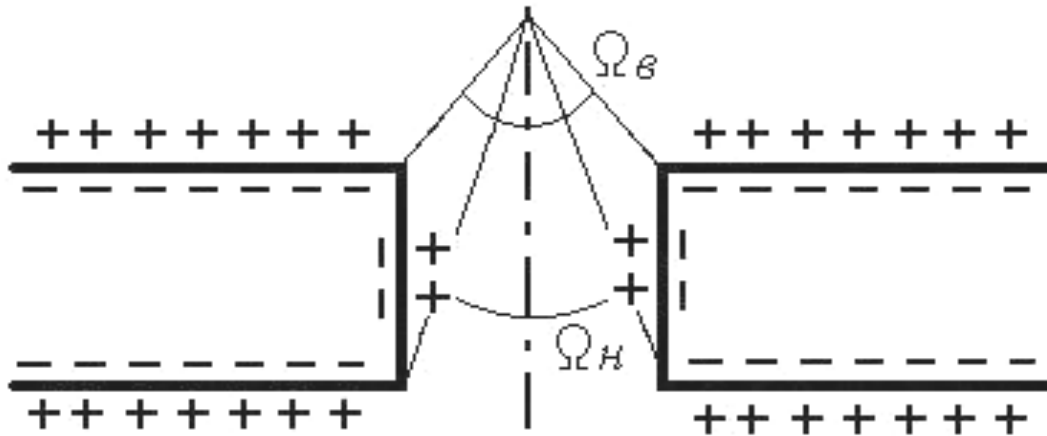


Рис. 5.1. К расчету неравновесного адсорбционного потенциала

Боковые грани, граничащие со скважиной, будут видны под углом $\Omega_c = \Omega_{\theta} - \Omega_{\theta}$. Из точки, расположенной над пластом на оси скважины, верхняя кромка пласта видна под углом $\Omega_1 = 2\pi - \Omega_{\theta}$, а нижняя – под углом $\Omega_2 = 2\pi - \Omega_{\theta}$.

Постоянный скачок потенциала на верхней и нижней кромках пласта обозначим, как τ , а на боковой поверхности – как τ_c . С учетом знака стороны обкладки, видимой из точки расчета, потенциал в этой точке равен

$$U = \tau\Omega_1 + \tau_c\Omega_c - \tau\Omega_2 = \tau(2\pi - \Omega_{\theta}) + \tau_c\Omega_c - \tau(2\pi - \Omega_{\theta}) = \\ = -\tau(\Omega_{\theta} - \Omega_{\theta}) + \tau_c\Omega_c = (\tau_c - \tau)\Omega_c$$

С помощью этого выражения можно избежать интегрирования по безграничным верхней и нижней кромкам пласта, ограничившись интегрированием по поверхности раздела пласта и скважины. При $\tau_c = \tau$ потенциал равен нулю (внешний потенциал двойного слоя постоянной мощности). На оси скважины между верхней и нижней кромками получим тот же результат (учитывая, что $\Omega_{\theta} + \Omega_{\theta} + \Omega_c = 4\pi$), а именно

$$U = -\tau\Omega_1 + \tau_c\Omega_c - \tau\Omega_2 = -\tau(2\pi - \Omega_\theta) + \tau_c\Omega_c - \tau(2\pi - \Omega_H) = \\ = -\tau(4\pi - \Omega_\theta - \Omega_H) + \tau_c\Omega_c = (\tau_c - \tau)\Omega_c.$$

Если точка расчета находится внутри пласта

$$U = -\tau(2\pi - \Omega_\theta) + \tau_c\Omega_{c1} - \tau_c\Omega_{c2} - \tau(2\pi - \Omega_H).$$

Здесь Ω_{c1} и Ω_{c2} – углы, под которыми видны отрицательная и положительная стороны зоны контакта бурового раствора и пласта. Добавим и вычтем $\tau \Omega_{c2}$ и $\tau \Omega_{c1}$, тогда

$$U = -\tau(2\pi - \Omega_\theta) + \tau_c\Omega_{c1} - \tau_c\Omega_{c2} - \tau(2\pi - \Omega_H) = \\ = -4\pi\tau - (\tau_c - \tau)\Omega_{c2} + (\tau_c - \tau)\Omega_{c1} + \tau(\Omega_H + \Omega_\theta - \Omega_{c2} + \Omega_{c1}).$$

Последнее слагаемое описывает потенциал замкнутого двойного слоя постоянной мощности, и поэтому оно равно нулю. Итак

$$U = -4\pi\tau + (\tau - \tau_c)\Omega_{c2} - (\tau - \tau_c)\Omega_{c1}.$$

И в этом случае нет необходимости выполнять интегрирование по безграничной поверхности пласта, ограничившись интегрированием по зоне контакта пласта и бурового раствора.

Имея в виду этот результат, получим

$$U_0 = \frac{1}{4\pi} \sum_{i=1}^4 \int_{V_{Si}} E_{0ni} \frac{\partial}{\partial n_i} \frac{1}{r} dV_{Si},$$

При этом

$$E_{0ni} = \frac{\tau_c - \tau}{\Delta l}.$$

Здесь V_{Si} – уплощенный объем, прилегающий к каждой из четырех плоскостей, имитирующих квадратное сечение скважины. Интегрирование по безграничным горизонтальным краям пласта исключено. Таким образом, устранен важный источник погрешности.

Учет электропроводности

При наличии геоэлектрической неоднородности за счет зоны проникновения и повышенной электропроводности бурового раствора в скважине, для

расчета потенциала на оси скважины необходимо сначала решить векторное интегральное уравнение для напряженности электрического поля [20]:

$$\mathbf{E} = -\mathbf{grad}_A U_0 - \frac{1}{4\pi} \mathbf{grad}_A \int_V \left(\frac{\sigma}{\sigma_0} - 1 \right) \mathbf{E} \mathbf{grad}_M \frac{1}{r} dV,$$

$$U_0 = \frac{1}{4\pi} \sum_{i=1}^4 \int_{V_{Si}} E_{0ni} \frac{\partial}{\partial n_i} \frac{1}{r} dV_{Si}.$$

Здесь первое слагаемое – напряженность, создаваемая двойным слоем, второе – напряженность, создаваемая простым слоем зарядов в неоднородной по электропроводности среде, V_{Si} – плоские элементарные объемы толщиной Δl , которыми выстлана стенка скважины (при отсутствии зоны проникновения) или контакт зоны проникновения с неизменным пластом, включая выше и ниже лежащий пласты, n – нормаль к стенке.

$|E_{0ni}| = \tau / \Delta l$, где τ – скачок потенциала между неизменным пластом и зоной проникновения в нем.

После решения интегрального уравнения и определения значений напряженности электрического поля \mathbf{E} во всех элементарных объемах dV , может быть вычислен потенциал U в любой точке пространства [20]

$$U = U_0 + \frac{1}{4\pi} \int_V \left(\frac{\sigma}{\sigma_0} - 1 \right) \mathbf{E} \cdot \mathbf{grad}_M \frac{1}{r} dV.$$

Если правую и левую части последнего выражения разделить на величину адсорбционного потенциала глин $U_{адг}$, соответствующую перекрывающему и подстилающему пластам в модели из трех пластов, получим поправку $v_{изм}$, позволяющую определить значение потенциала для среднего пласта $U_{адп}$, зона проникновения которого равновесна с буровым раствором [14]. Для этого необходимо умножить минимум измеренной кривой ПС или значение ПС против середины данного пласта на поправку

$$U_{адп} = U \cdot v_{изм}.$$

Данная величина относится ко всему пласту. Таким образом, плавная каротажная диаграмма превращается в ступенчатую кривую, от которой далее переходят к интерпретационному параметру $\alpha_{ПС}$. Заметим, что ниже будут рассмотрены палетки Шлюмберже [8] и поправки, вносимые в аномальные значения ΔU , а именно

$$U_{адг} - U_{адп} = \Delta U / \nu.$$

Эта поправка тоже меньше единицы так, что $U_{адг} - U_{адп} \geq \Delta U$. Таким образом, физический смысл поправок одинаков, и, вообще говоря, для теоретических значений потенциала $\nu_{изм} = \nu$. Однако есть некоторые тонкости в практике применения этих поправочных коэффициентов, которые будут также рассмотрены ниже.

5.2. Вычисления потенциала ПС в декартовых координатах

Одной из основных проблем применения метода ПС для изучения глинистости, проницаемости и пористости коллекторов является переход от значений электрического потенциала ПС на оси скважины напротив пласта-коллектора к истинной величине адсорбционного потенциала в пласте, которая более тесно связана с фильтрационно-емкостными характеристиками. Переход осуществляется путем введения поправочных коэффициентов на влияние диаметра скважины, мощности пласта, диаметра зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт, удельного сопротивления пласта, промывочной жидкости и вмещающих пород при помощи палеток [8,14].

Недостатками палеточного метода являются высокая трудоемкость, низкая технологичность и несовершенный учет различия в свойствах подстилающих и перекрывающих пород. Попытки такого учета привели бы к несоизмерному увеличению объема альбома палеток. Таким образом, стоит задача интерактивного подбора параметров пластов, для чего требуются эффективные алгоритмы решения прямой задачи. Заметим сразу, что задача

подбора не ставилась перед данной работой в практическом плане. В работе мы хотели лишь продемонстрировать возможности метода интегральных уравнений, которые по нашему мнению позволят использовать его при эффективном решении задачи подбора в дальнейшем.

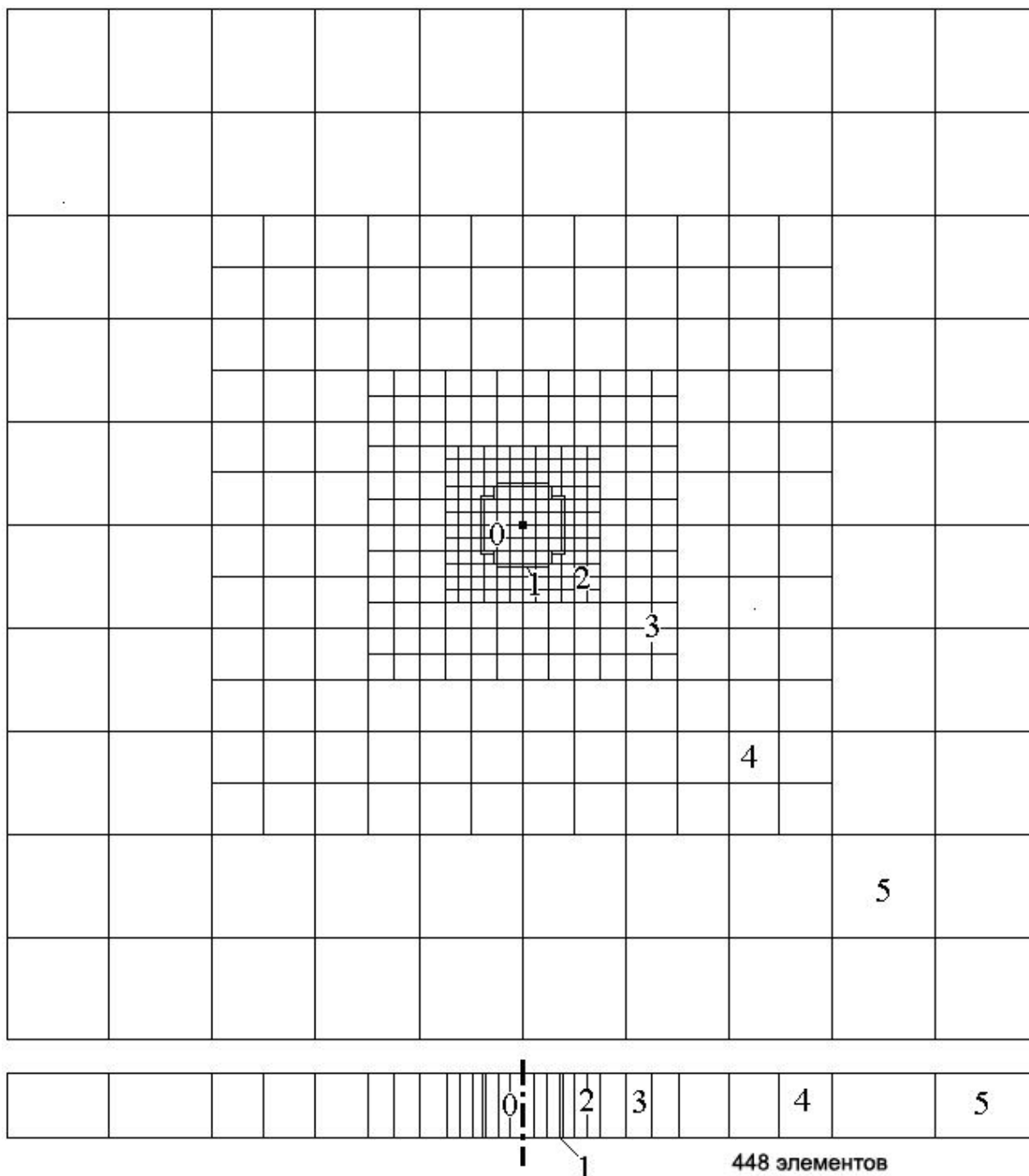


Рис.5.2. Модель скважины и элементарного слоя

Разработанный нами пакет PS_3D основан на изложенном выше алгоритме и представляет собой комплекс программ, предназначенный для про-

ведения математического моделирования по методу ПС в декартовых координатах [20]. Пакет PS_3D позволяет выполнить расчет на оси скважины электрического потенциала, создаваемого адсорбционными потенциалами нескольких электрически неоднородных пластов, пересеченных скважиной.

На рис.5.2 представлен элементарный слой модели, содержащий около пятисот элементарных ячеек, размеры и положение центров которых в горизонтальной плоскости в условных единицах жестко определены. Условной масштабной единицей является радиус скважины. Толщина элементарного слоя равна половине диаметра скважины. Элементарный слой обычно состоит из пяти зон – от нулевой до четвертой. Нулевая зона (двойная линия) – это сама скважина, заполненная буровым раствором. Первая зона, составленная из уплощенных элементов, имитирует пограничную область, в которой происходит скачок адсорбционного потенциала. При расчетах вместо скачка в эти ячейки записывается напряженность, величина и направление которой рассчитываются и задаются автоматически, исходя из величины адсорбционного потенциала и направления нормали. Второй слой имитирует зону проникновения (если она есть), при ее отсутствии ему придается такое же значение электропроводности, как и остальной части пласта. Третий и четвертый слои имитируют неизменный пласт. Каждый пласт состоит из совокупности элементарных слоев. Выбор декартовой системы координат (вместо цилиндрической) позволяет моделировать влияние локальных электрических неоднородностей внутри пластов.

Примеры расчетов для характерных моделей с помощью пакета PS_3D

Примеры расчетов иллюстрируют влияние геометрических и электрических параметров модели на значения ПС. На рис. 5.3 – 5.8 обозначены h – мощность пласта, d – диаметр скважины, $d_{3П}$ – диаметр зоны проникновения, ρ_C – удельное электрическое сопротивление (УЭС) промывочной жидкости, ρ_{BM} – УЭС вмещающих пород, $\rho_{3П}$ – УЭС зоны проникновения,

ρ_{II} – УЭС пласта.

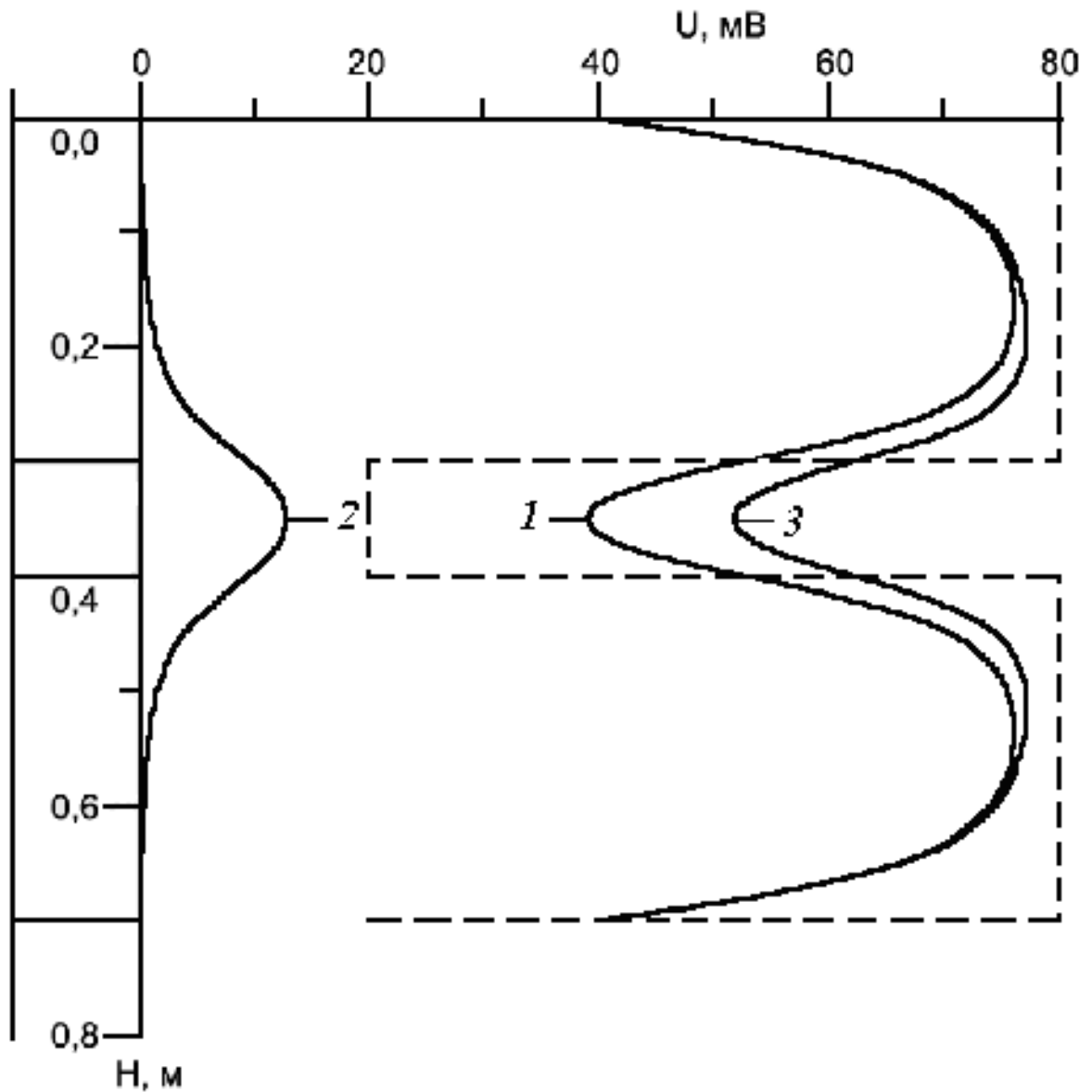


Рис. 5.3. Кривые ПС в скважине $d_c = 0.1$ м, пересекающей три пласта ($h_1/d_c = h_3/d_c = 3, h_2/d_c = 1$). Электропроводность промывочной жидкости, среды и крайних пластов одинакова, среднего пласта и зоны проникновения в нем ($d_{3П2}/d_c = 2$) – в 10 раз ниже. Скачок адсорбционного потенциала в среднем пласте 20 мВ, в крайних – 80 мВ. Цифры на кривых: 1 – нормальный потенциал, 2 – аномальный потенциал, связанный с влиянием пониженной электропроводности среднего пласта, 3 – суммарный потенциал

На рис. 5.3 представлена структура потенциала ПС напротив пласта пониженной электропроводности. Кривая 1 соответствует случаю пространства, однородного по электропроводности. Аномалия за счет пониженной элек-

тропроводности тонкого пласта-коллектора, алгебраически складываясь с нормальным потенциалом, уменьшает аномальный эффект ПС от пласта. В целом влияние пониженной электропроводности пласта-коллектора приводит к сглаживанию кривой ПС. Прокомментируем далее кривую 3 на рис. 5.3 с помощью модели источников ПС на рис. 5.1, представив лишь, что вмещающие пласты имеют неограниченную мощность. В случае одинаковой электропроводности всех элементов модели в точке 1, расположенной где-либо напротив верхнего глинистого пласта

$$U_1 = U_{\text{адг}} \frac{\Omega_{I1} - \Omega_{III1} + \Omega_{IV1} + \Omega_{V1}}{4\pi} + U_{\text{адп}} \frac{\Omega_{III1}}{4\pi} =$$

$$= U_{\text{адг}} - (U_{\text{адг}} - U_{\text{адп}}) \frac{\Omega_{III1}}{4\pi} ,$$

поскольку

$$\Omega_{I1} + \Omega_{V1} + \Omega_{III1} + \Omega_{IV1} - \Omega_{II1} = 4\pi .$$

При этом $U_1 \leq U_{\text{адг}}$.

В точке 2, расположенной напротив середины песчанистого пласта,

$$U_2 = U_{\text{адг}} \frac{\Omega_{I2} + \Omega_{II2} + \Omega_{IV2} + \Omega_{V2}}{4\pi} + U_{\text{адп}} \frac{\Omega_{III2}}{4\pi} =$$

$$= U_{\text{адп}} + (U_{\text{адг}} - U_{\text{адп}}) \frac{2\Omega_{I2} + 2\Omega_{II2}}{4\pi} ,$$

поскольку

$$\Omega_{I2} + \Omega_{II2} + \Omega_{III2} + \Omega_{IV2} + \Omega_{V2} = 2\Omega_{I2} + \Omega_{III2} + 2\Omega_{II2} = 4\pi .$$

При этом $U_2 \geq U_{\text{адп}}$.

Отсюда

$$\Delta U = U_1 - U_2 = (U_{\text{адг}} - U_{\text{адп}}) \frac{\Omega_{III2} - \Omega_{III1}}{4\pi} \geq 0 .$$

Таким образом, аномалия ПС не зависит от уровня потенциала, который присвоен вмещающей среде, то есть не зависит от уровня так называемой линии глин. Теперь введем поправочный коэффициент $U_{\text{адп}} = U_2 \cdot \nu_{\text{изм}}$. Подставляя

его в выражение для U_2 , получим

$$\frac{1}{v_{\text{изм}}} = 1 + \frac{U_{\text{адг}} - U_{\text{адп}}}{U_{\text{адп}}} \cdot \frac{\Omega_{I2} + \Omega_{V2}}{4\pi} \geq 1,$$

то есть $v_{\text{изм}} \leq 1$. При умножении измеренного значения на коэффициент получим исправленное значение, совпадающее по величине с адсорбционным потенциалом, который меньше измеренного. На рис. 5.4 сглаживание измеренных значений по сравнению со ступенчатой кривой адсорбционного потенциала происходит по мере увеличения сопротивления пласта-коллектора и зоны проникновения.

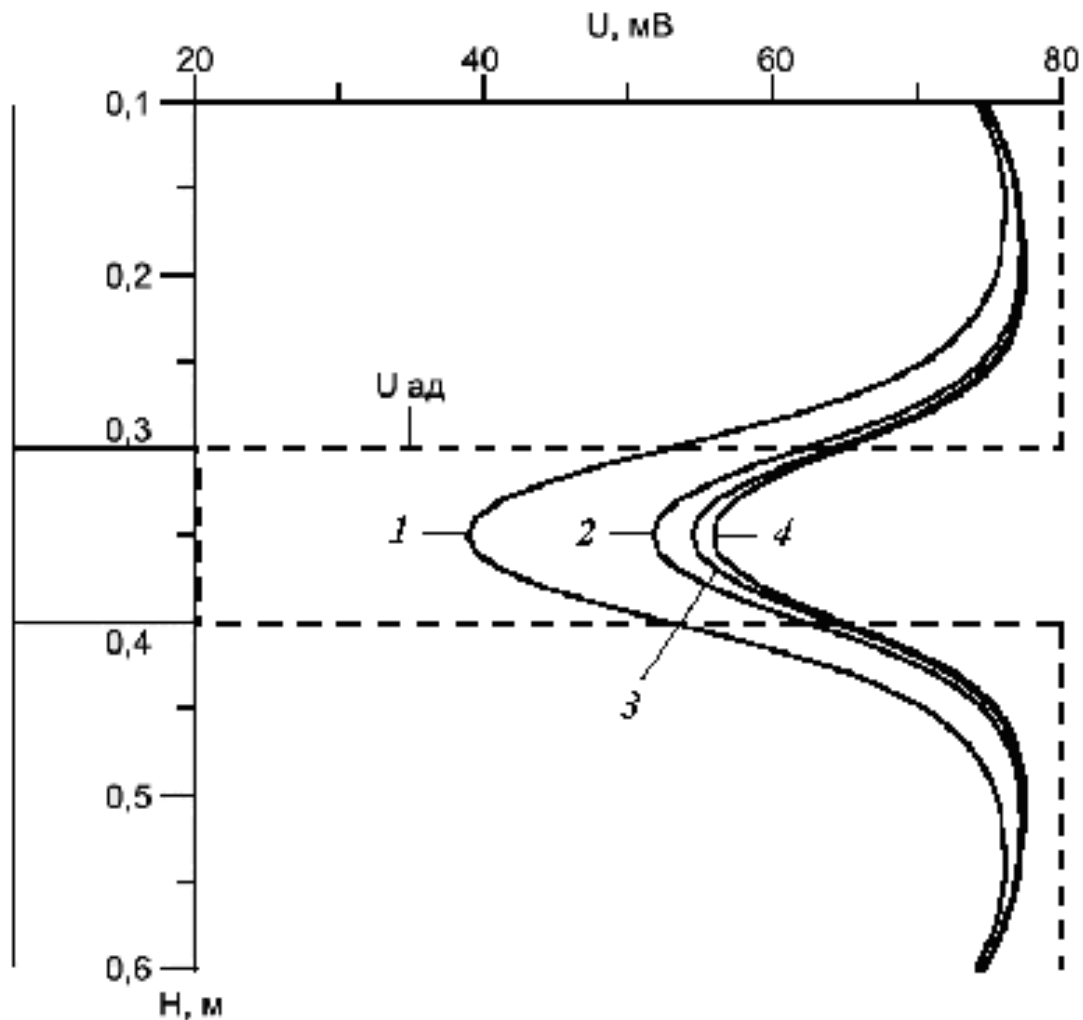


Рис. 5.4. Влияние электропроводности пласта-коллектора и зоны проникновения в нем на кривую ПС для модели ($h_1/d_c = h_3/d_c = 3$;

$h_2/d_c = 1; d_{3П2}/d_c = 2; d_{3П1}/d_c = d_{3П3}/d_c = 1; \rho_{ВМ} = \rho_c;$
 $\rho_{3П1}/\rho_{ВМ} = \rho_{3П2}/\rho_{ВМ} = \rho_{3П3}/\rho_{ВМ} = 1;$
 $\rho_{ПЛ1}/\rho_c = \rho_{ПЛ2}/\rho_c = \rho_{ПЛ3}/\rho_c = 1).$ Цифры на кривых: 1 – основная модель; 2 – $\rho_{3П2}/\rho_{ВМ} = \rho_{ПЛ2}/\rho_{ВМ} = 10;$ 3 – $\rho_{ПЛ2}/\rho_{ВМ} = 10$ и $\rho_{3П2}/\rho_{ВМ} = 10;$ 4 – $\rho_{ПЛ2}/\rho_{ВМ} = 1$ и $\rho_{3П2}/\rho_{ВМ} = 20$

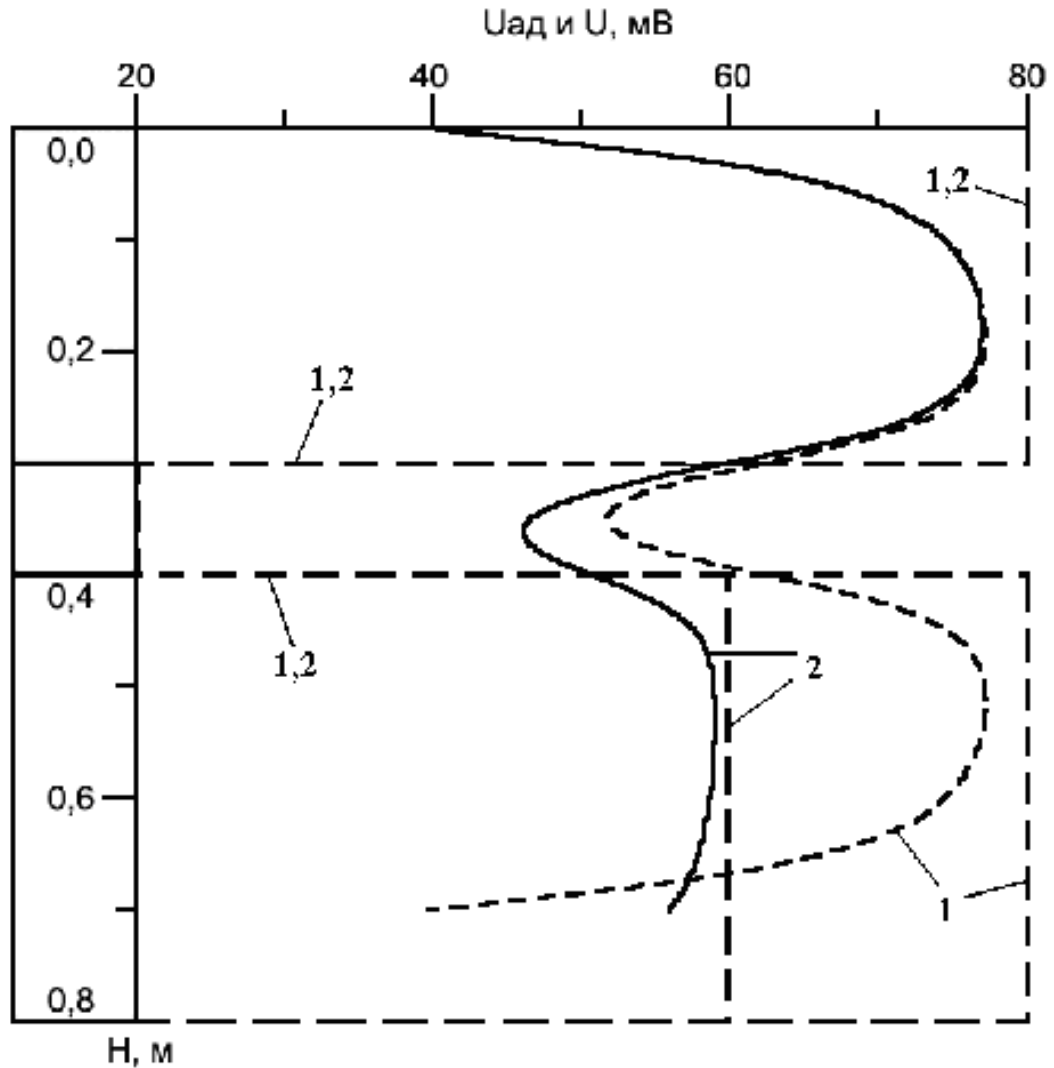


Рис. 5.5. Кривые суммарного потенциала ПС в скважине $d_c = 0.1$ м, пересекающей три пласта ($h_1/d_c = 3, h_2/d_c = 1, h_3/d_c = 3$ либо $h_3/d_c = 4$). Электропроводность промывочной жидкости, среды и крайних пластов одинакова, среднего пласта и зоны проникновения в нем ($d_{3П2}/d_c = 2$) – в 10 раз ниже. Скачок адсорбционного потенциала в среднем пласте 20 мВ, в верхнем – 80 мВ, в нижнем – 80 либо 60 мВ. Цифры на кривых: 1 – симметричный случай, 2 – асимметричный случай

На рис. 5.5 представлен асимметричный случай. Очевидно, что представления об однородной вмещающей среде, положенные в основу большин-

ства палеток, могут привести к существенным ошибкам при назначении поправочного коэффициента. Если свойства пластов выше и ниже коллектора различны, целесообразно отказаться от палеток поправочных коэффициентов и перейти к прямому подбору кривой ПС. Но тогда нужна быстро работающая программа решения прямой задачи ПС.

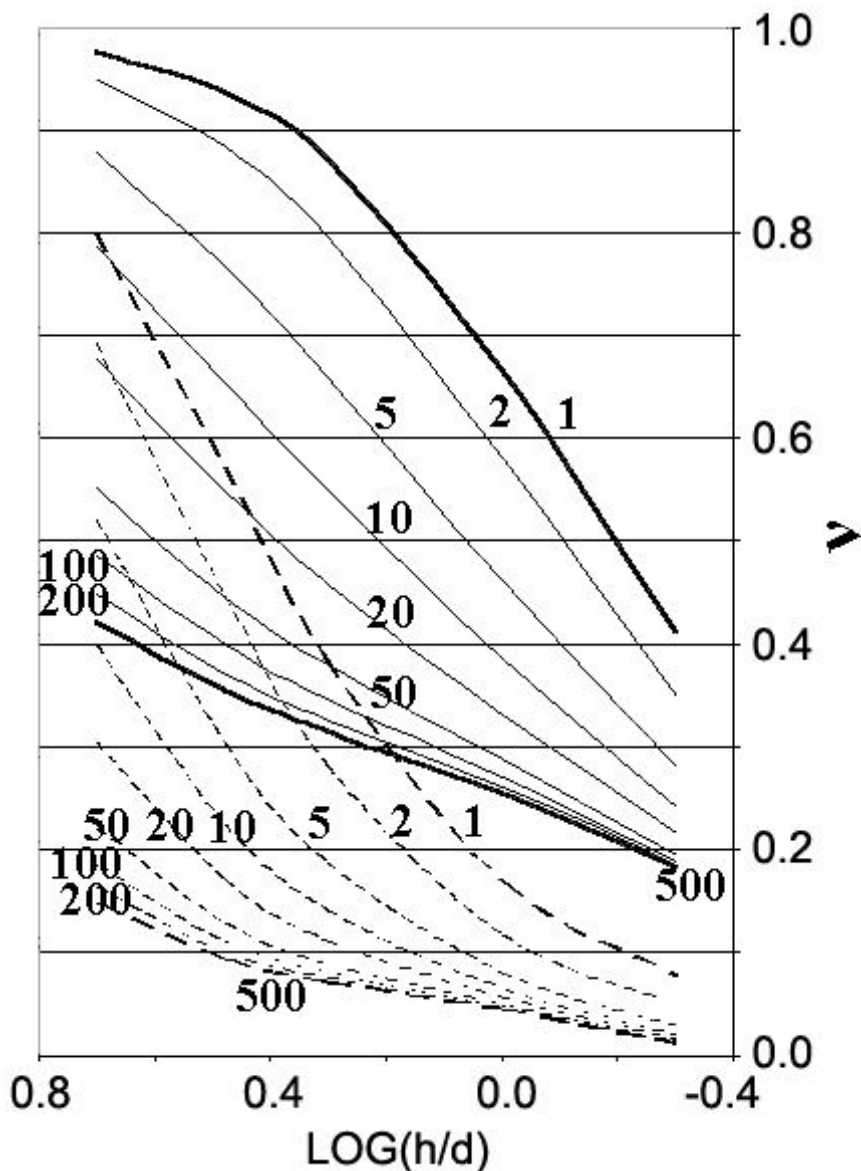


Рис. 5.6. Палетка Шлюмберже, рассчитанная методом интегральных уравнений. Сплошные линии ($d_{3\Pi}/d=1$, $\rho_{BM}/\rho_C=1$, шифр кривых ρ_{Π}/ρ_C) и пунктир ($d_{3\Pi}/d=3$, $\rho_{BM}/\rho_C=1$, $\rho_{3\Pi}/\rho_{\Pi}=4$, шифр кривых ρ_{Π}/ρ_C)

На рис.5.6 совмещены палетки поправок для единичного пласта при от-

сутствии и наличии зоны повышающего проникновения, так называемые палетки Шлюмберже. Поправка вводится в аномалию ПС против единичного пласта, с целью перехода к истинным значениям адсорбционного потенциала, исправленным за влияние мощности и электропроводности пласта и зоны проникновения

$$U_{\text{адг}} - U_{\text{адп}} = \Delta U/v.$$

Поправка равна единице против мощного пласта. Против всех пластов конечной мощности она меньше единицы, падая до нуля для очень тонких пластов. Поскольку пласты со значениями $h/d_c \leq 0.3$ просто не видны на каротажной диаграмме, они не представлены в правой части палетки.

Как уже указывалось, декартовые координаты были выбраны для того, чтобы иметь возможность анализировать влияние неоднородности при нарушении осевой симметрии. Однако в декартовых координатах размерность системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) получается большой, что требует значительных ресурсов компьютера и увеличивает время счета до величины, затрудняющей вести интерпретацию каротажных диаграмм в интерактивном режиме. Тем не менее, интересно сравнить результаты расчетов методом конечных разностей [26] и методом интегральных уравнений. При отсутствии зоны проникновения (рис. 5.7) наблюдается хорошее совпадение значений поправок, вычисленных методом конечных разностей и методом интегральных уравнений, по крайней мере, в области практически значимых контрастностей пласта и промывочной жидкости. При наличии повышающего проникновения (рис. 5.8) имеются некоторые расхождения в области малых контрастностей неизменного пласта и промывочной жидкости. Окончательное суждение о причинах таких расхождений возможно лишь после дополнительных исследований. Что-то может прояснить расчет задачи методом интегральных уравнений при осевой симметрии в цилиндрических координатах. Все же отметим, что именно при решении интегрального урав-

нения характер насыщения аномалии при увеличении удельного электрического сопротивления пласта лучше соответствует зависимостям, хорошо и многократно изученным в электроразведке для объектов различной формы.

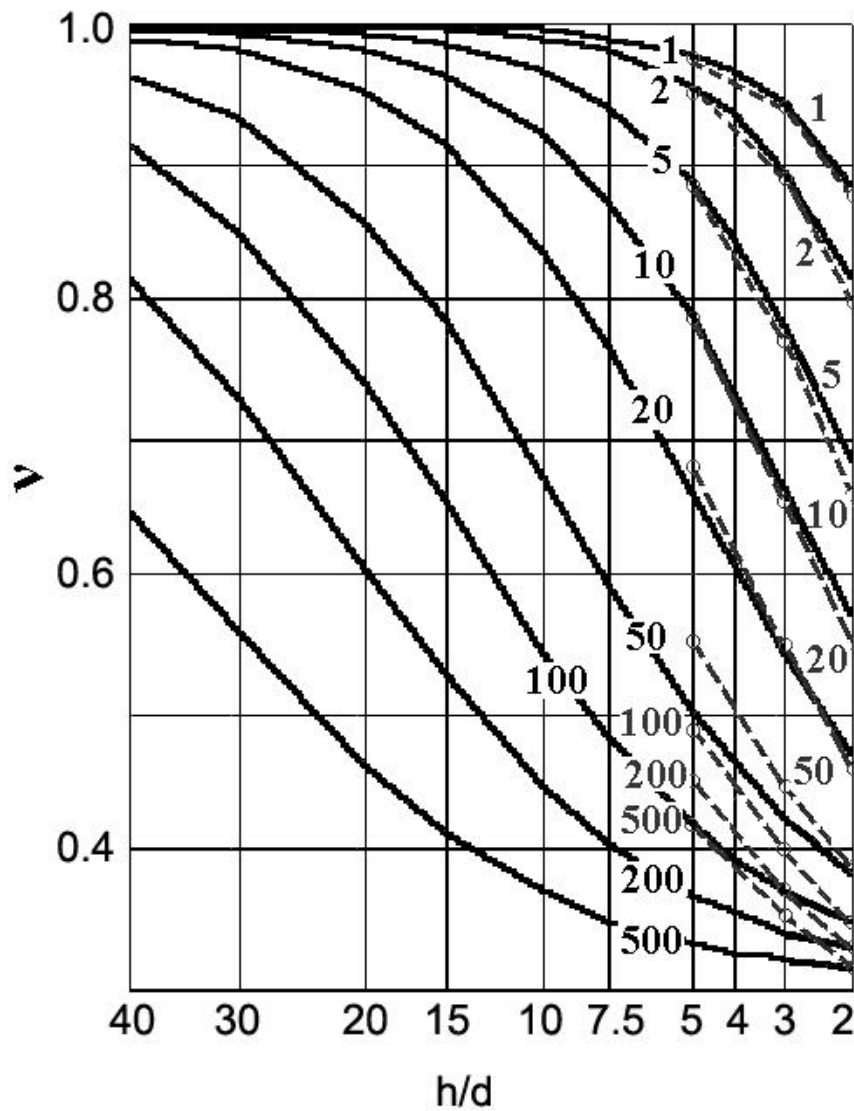


Рис. 5.7. Палетка Шлюмберже ($d_{3П}/d=1$, $\rho_{ВМ}/\rho_C=1$, шифр кривых $\rho_{П}/\rho_C$). Линия – метод сеток, пунктир – интегральное уравнение

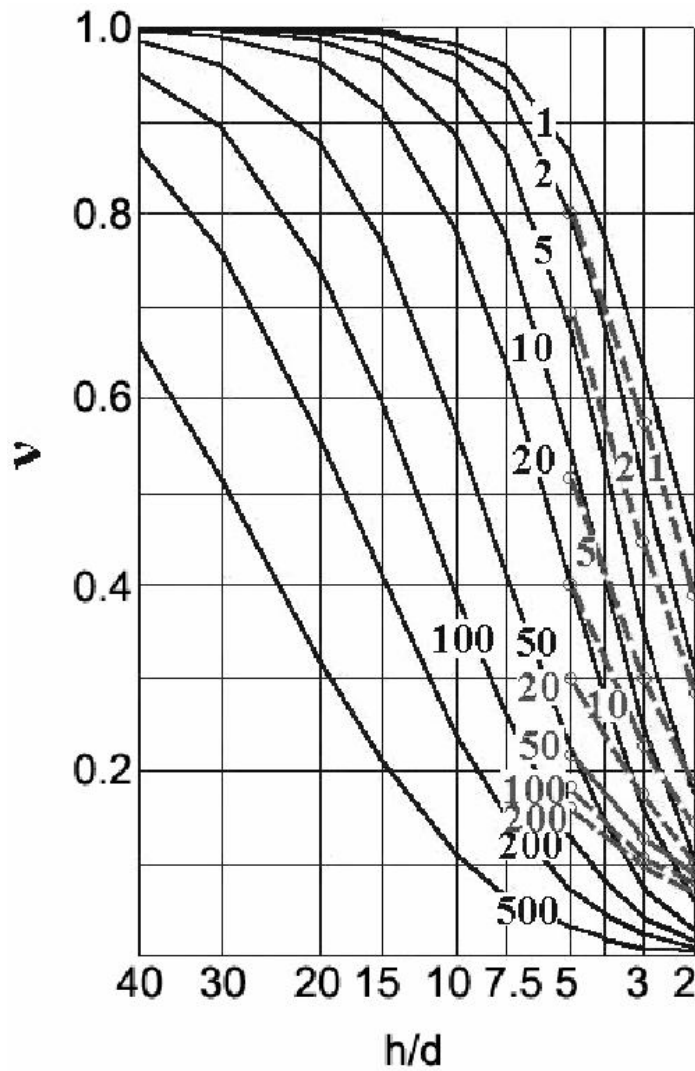


Рис. 5.8. Палетка Шлюмберже ($d_{3\Pi}/d=3$, $\rho_{BM}/\rho_C=1$, $\rho_{3\Pi}/\rho_{\Pi}=4$, шифр кривых ρ_{Π}/ρ_C). Линия – метод сеток, пунктир – интегральное уравнение

5.3 Вычисления потенциала ПС при осевой симметрии в цилиндрических координатах

При наличии осевой симметрии и использовании цилиндрических координат резко уменьшается размерность системы линейных уравнений. Это позволяет с приемлемой скоростью вести расчеты для более мощных пластов и для комбинации пластов. В случае осевой симметрии интегральное уравнение для напряженности электрического поля примет вид

$$\mathbf{E} = \mathbf{E}_0 - \frac{1}{4\pi} \mathbf{grad}_A \iiint_{V_0} \Delta\sigma \mathbf{E} \cdot \mathbf{grad}_M \left(\frac{1}{r}\right) dV_0 ,$$

$$U = U_0 + \frac{1}{4\pi} \iiint_{V_0} \Delta\sigma \mathbf{E} \cdot \mathbf{grad}_M \left(\frac{1}{r} \right) dV_0 ,$$

$$\mathbf{E} = \mathbf{e}_\rho E_\rho + \mathbf{e}_z E_z , \quad \mathbf{grad}_M \left(\frac{1}{r} \right) = \mathbf{e}_\rho \frac{\partial}{\partial \rho_0} \left(\frac{1}{r} \right) + \mathbf{e}_z \frac{\partial}{\partial z_0} \left(\frac{1}{r} \right) ,$$

где $\Delta\sigma = \frac{\sigma}{\sigma_0} - 1$.

Функция Грина в цилиндрических координатах при осевой симметрии

Обозначим

$$G = - \iiint_{V_0} \frac{dV_0}{r} = - \iiint_{V_0} \frac{\rho_0 d\rho_0 dz_0 d\varphi_0}{\sqrt{\rho^2 + \rho_0^2 + (z - z_0)^2 - 2\rho\rho_0 \cos(\varphi - \varphi_0)}} .$$

Рассмотрим случай осевой симметрии, когда можно принять $\varphi - \varphi_0 = \alpha_0 = \pi - 2\beta$ [31].

$$\begin{aligned} G &= 2 \iiint_0^\pi \frac{\rho_0 d\rho_0 dz_0 d\alpha_0}{\sqrt{\rho^2 + \rho_0^2 + (z - z_0)^2 - 2\rho\rho_0 \cos \alpha_0}} = \\ &= 4 \iiint_0^{\pi/2} \frac{\rho_0 d\rho_0 dz_0 d\beta}{\sqrt{(\rho + \rho_0)^2 + (z - z_0)^2 - 4\rho\rho_0 \sin^2 \beta}} = 4 \iint \frac{K}{R} \rho_0 d\rho_0 dz_0 \end{aligned}$$

где K – полный эллиптический интеграл первого рода.

Для одного элементарного кольца вклад от него в аномальное поле равен

$$dU = - \frac{\Delta\sigma}{4\pi} (E_\rho \cdot G_{\rho\rho_0} + E_z \cdot G_{z_0}) .$$

$$dE_\rho = \frac{\Delta\sigma}{4\pi} (E_\rho \cdot G_{\rho\rho_0} + E_z \cdot G_{\rho z_0}) ,$$

$$dE_z = \frac{\Delta\sigma}{4\pi} (E_\rho \cdot G_{z\rho_0} + E_z \cdot G_{zz_0}) ,$$

где E_ρ , E_z – однородное поле внутри кольца малого сечения, являющееся суммой нормального поля двойного слоя и поля всех объемов среды (элементарных колец), в которых $\Delta\sigma \neq 0$, включая рассматриваемое кольцо.

Здесь введены обозначения компонентов вектор-функции Грина

$$G_{\rho_0} = 4 \iint \frac{\partial}{\partial \rho_0} \left(\frac{K}{R} \right) \rho_0 d\rho_0 dz_0, \quad G_{z_0} = 4 \iint \frac{\partial}{\partial z_0} \left(\frac{K}{R} \right) \rho_0 d\rho_0 dz_0,$$

и компонентов тензора Грина

$$G_{\rho\rho_0} = 4 \frac{\partial}{\partial \rho} \iint \frac{\partial}{\partial \rho_0} \left(\frac{K}{R} \right) \rho_0 d\rho_0 dz_0, \quad G_{\rho z_0} = 4 \frac{\partial}{\partial \rho} \iint \frac{\partial}{\partial z_0} \left(\frac{K}{R} \right) \rho_0 d\rho_0 dz_0,$$

$$G_{z\rho_0} = 4 \frac{\partial}{\partial z} \iint \frac{\partial}{\partial \rho_0} \left(\frac{K}{R} \right) \rho_0 d\rho_0 dz_0, \quad G_{zz_0} = 4 \frac{\partial}{\partial z} \iint \frac{\partial}{\partial z_0} \left(\frac{K}{R} \right) \rho_0 d\rho_0 dz_0.$$

Вычислим производные

$$\frac{\partial}{\partial z} \frac{K}{R} = -\frac{(z-z_0)K}{R^3} + \frac{1}{R} \frac{\partial}{\partial z} K, \quad \frac{\partial}{\partial z} K = \frac{\partial K}{\partial m} \frac{\partial m}{\partial z} = -\left[\frac{E}{1-m} - K \right] \frac{(z-z_0)}{R^2},$$

где E – полный эллиптический интеграл второго рода, т.е.

$$\frac{\partial}{\partial z} \frac{K}{R} = -\frac{(z-z_0)E}{RR_1^2} = -\frac{\partial}{\partial z_0} \frac{K}{R},$$

$$\frac{\partial}{\partial \rho} \frac{K}{R} = -\frac{(\rho+\rho_0)K}{R^3} + \frac{1}{R} \frac{\partial}{\partial \rho} K, \quad \frac{\partial}{\partial \rho} K = \frac{\partial K}{\partial m} \frac{\partial m}{\partial \rho} = \frac{1}{2} \left[\frac{E}{1-m} - K \right] \frac{R_2^2}{\rho R^2},$$

откуда

$$\frac{\partial}{\partial \rho} \frac{K}{R} = \frac{1}{2\rho R} \left[\frac{R_2^2}{R_1^2} \cdot E - K \right], \quad \frac{\partial}{\partial \rho_0} \frac{K}{R} = \frac{1}{2\rho_0 R} \left[\frac{R_3^2}{R_1^2} \cdot E - K \right].$$

Поскольку

$$\int \frac{\partial}{\partial \rho_0} \left(\frac{K}{R} \right) \rho_0 d\rho_0 = \frac{K\rho_0}{R} - \int \frac{K}{R} d\rho_0,$$

то далее

$$G_{\rho_0} = 4 \left[\int_{z_{01}}^{z_{02}} \frac{K\rho_0 dz_0}{R} \Bigg|_{\rho_{01}}^{\rho_{02}} - \iint \frac{K d\rho_0 dz_0}{R} \right],$$

$$G_{z_0} = 4 \int_{\rho_{01}}^{\rho_{02}} \frac{K\rho_0 d\rho_0}{R} \Bigg|_{z_{01}}^{z_{02}},$$

$$G_{\rho\rho_0} = 4 \frac{\partial}{\partial \rho} \left[\int_{z_{01}}^{z_{02}} \frac{K\rho_0 dz_0}{R} \Big|_{\rho_{01}}^{\rho_{02}} - \iint \frac{K d\rho_0 dz_0}{R} \right],$$

$$G_{z\rho_0} = 4 \frac{\partial}{\partial z} \left[\int_{z_{01}}^{z_{02}} \frac{K\rho_0 dz_0}{R} \Big|_{\rho_{01}}^{\rho_{02}} - \iint \frac{K d\rho_0 dz_0}{R} \right],$$

$$G_{\rho z_0} = 4 \frac{\partial}{\partial \rho} \int_{\rho_{01}}^{\rho_{02}} \frac{K\rho_0 d\rho_0}{R} \Big|_{z_{01}}^{z_{02}}, \quad G_{zz_0} = 4 \frac{\partial}{\partial z} \int_{\rho_{01}}^{\rho_{02}} \frac{K\rho_0 d\rho_0}{R} \Big|_{z_{01}}^{z_{02}}.$$

Вычислим производные, и далее для компонентов, не содержащих особенностей в точке $\rho = \rho_0$, $z = z_0$, имеем:

$$G_{\rho z_0} = \frac{2}{\rho} \int_{\rho_{01}}^{\rho_{02}} \left[\frac{R_2^2}{R_1^2} \cdot E - K \right] \frac{\rho_0 d\rho_0}{R} \Big|_{z_{01}}^{z_{02}},$$

$$G_{zz_0} = -4 \int_{\rho_{01}}^{\rho_{02}} \frac{E}{R_1^2} \cdot \frac{(z - z_0)\rho_0 d\rho_0}{R} \Big|_{z_{01}}^{z_{02}}.$$

$$G_{z\rho_0} = -4\rho_0 \frac{K}{R} \Big|_{z_{01}}^{z_{02}} \Big|_{\rho_{01}}^{\rho_{02}} + 4 \int \frac{K}{R} d\rho_0 \Big|_{z_{01}}^{z_{02}}, \text{ иначе } G_{z\rho_0} = -2 \int_{\rho_{01}}^{\rho_{02}} \left[\frac{R_3^2}{R_1^2} E - K \right] \frac{d\rho_0}{R} \Big|_{z_{01}}^{z_{02}}$$

$$G_{\rho\rho_0} = \frac{2}{\rho} \int_{z_{01}}^{z_{02}} \left[\frac{R_2^2}{R_1^2} \cdot E - K \right] \frac{\rho_0 dz_0}{R} \Big|_{\rho_{01}}^{\rho_{02}} - \frac{2}{\rho} \iint \left[\frac{R_2^2}{R_1^2} \cdot E - K \right] \frac{d\rho_0 dz_0}{R}.$$

Первые три компонента матрицы Грина не содержат особенностей в подынтегральных выражениях.

Особо следует рассмотреть вопрос влияния элемента объема на самого себя, когда центр объема находится внутри границ области интегрирования [15]. Рассмотрим эту проблему на примере компонента G_{zz_0} . При этом в цен-

тре каждого элемента элементарного кольца с координатами $\rho = \rho_0$, $z = z_0$ оказывается, что

$$G_{zz_0} = 4\Delta z \int_{\rho - \frac{\Delta\rho}{2}}^{\rho + \frac{\Delta\rho}{2}} \frac{E\left(\frac{4\rho\rho_0}{(\rho + \rho_0)^2 + (\Delta z/2)^2}\right)}{(\rho - \rho_0)^2 + (\Delta z/2)^2} \cdot \frac{\rho_0 d\rho_0}{[(\rho + \rho_0)^2 + (\Delta z/2)^2]^{1/2}}.$$

$$\rho_0 = \rho + \frac{\Delta\rho}{2} x, \quad -1 \leq x \leq 1.$$

Тогда

$$G_{zz_0} = 2\Delta\rho\Delta z \int_{-1}^{+1} \frac{E\left(\frac{4\rho(\rho + x\Delta\rho/2)}{(2\rho + x\Delta\rho/2)^2 + (\Delta z/2)^2}\right)}{(\Delta\rho/2)^2 x^2 + (\Delta z/2)^2} \cdot \frac{(\rho + x\Delta\rho/2) dx}{[(2\rho + x\Delta\rho/2)^2 + (\Delta z/2)^2]^{1/2}}.$$

Отсюда видно, что особенности в области интегрирования отсутствуют.

При малом сечении кольца $\Delta\rho \rightarrow 0$, $\Delta z \rightarrow 0$

$$G_{zz_0} \approx 8\pi \cdot \operatorname{arctg} \frac{\Delta\rho}{\Delta z}$$

Этим выражением можно пользоваться для оценки предыдущего интеграла по порядку величины.

Для компонента $G_{\rho\rho_0}$ в элементарном кольце

$$G_{\rho\rho_0} = \frac{2}{\rho} \int_{z - \frac{\Delta z}{2}}^{z + \frac{\Delta z}{2}} \left[\frac{R_2^2}{R_1^2} \cdot E - K \right] \frac{\rho_0 dz_0}{R} \bigg|_{\rho - \frac{\Delta\rho}{2}}^{\rho + \frac{\Delta\rho}{2}} - \frac{2}{\rho} \int_{\rho - \frac{\Delta\rho}{2}}^{\rho + \frac{\Delta\rho}{2}} \int_{z - \frac{\Delta z}{2}}^{z + \frac{\Delta z}{2}} \left[\frac{R_2^2}{R_1^2} E - K \right] \frac{d\rho_0 dz_0}{R} =$$

$$= G_1 + G_2.$$

Здесь подынтегральное выражение в двойном интеграле при $\rho = \rho_0$, $z = z_0$ содержит неопределенность типа $\infty - \infty$. Значение первого интеграла составляет

$$G_1 = G_{\rho\rho_0} \approx 8 \cdot \operatorname{arctg} \frac{\Delta z}{\Delta \rho},$$

что при $\Delta \rho = \Delta z$ дает величину 2π . Оценки показывают, что величина второго интеграла G_2 не превышает 0.001 от величины первого (см. рис.5.9), поэтому его вкладом в $G_{\rho\rho_0}$ можно пренебречь.

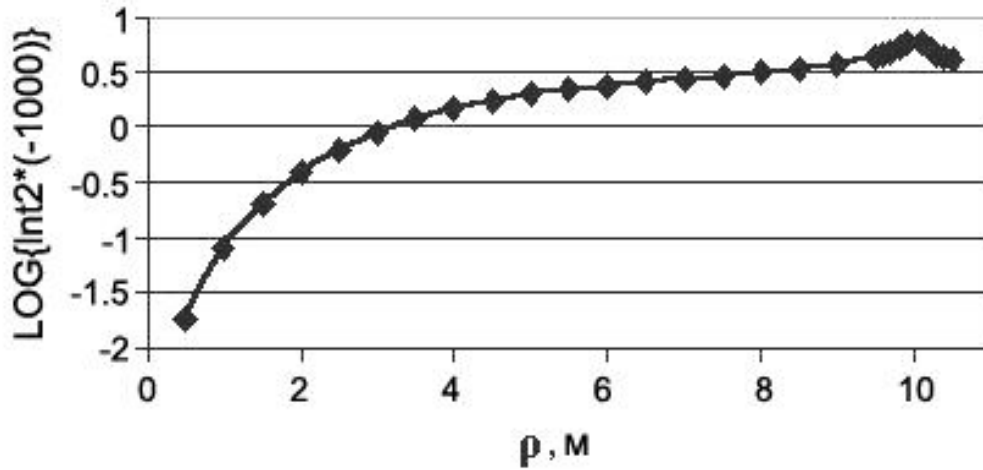


Рис.5.9. Значения двойного интеграла G_2 при различных расстояниях от вертикальной оси для кольца малого сечения при $\Delta \rho = \Delta z = 0.01$ м

Рассмотрим случай единичного кольца при наличии одного радиального компонента первичного поля. Тогда

$$E_{\rho} = E_{\rho 0} - \frac{1}{4\pi} \Delta \sigma E_{\rho} G_{\rho\rho_0}.$$

Используя приближенное значение $G_{\rho\rho_0} \approx 2\pi$, получим

$$E_{\rho} / E_{\rho 0} \approx 2 / (1 + \sigma / \sigma_0),$$

что соответствует внутреннему полю цилиндра, находящегося в однородном первичном электрическом поле, поперечном его оси. На рис.5.10 приведены результаты расчетов внутреннего поля с использованием более точной формулы для компонента тензора Грина

$$G_{\rho\rho_0} \cong \frac{2}{\rho} \int_{z-\frac{\Delta z}{2}}^{z+\frac{\Delta z}{2}} \left[\frac{R_2^2}{R_1^2} \cdot E - K \right] \frac{\rho_0 dz_0}{R} \left. \begin{array}{l} \rho + \frac{\Delta\rho}{2} \\ \rho - \frac{\Delta\rho}{2} \end{array} \right\}$$

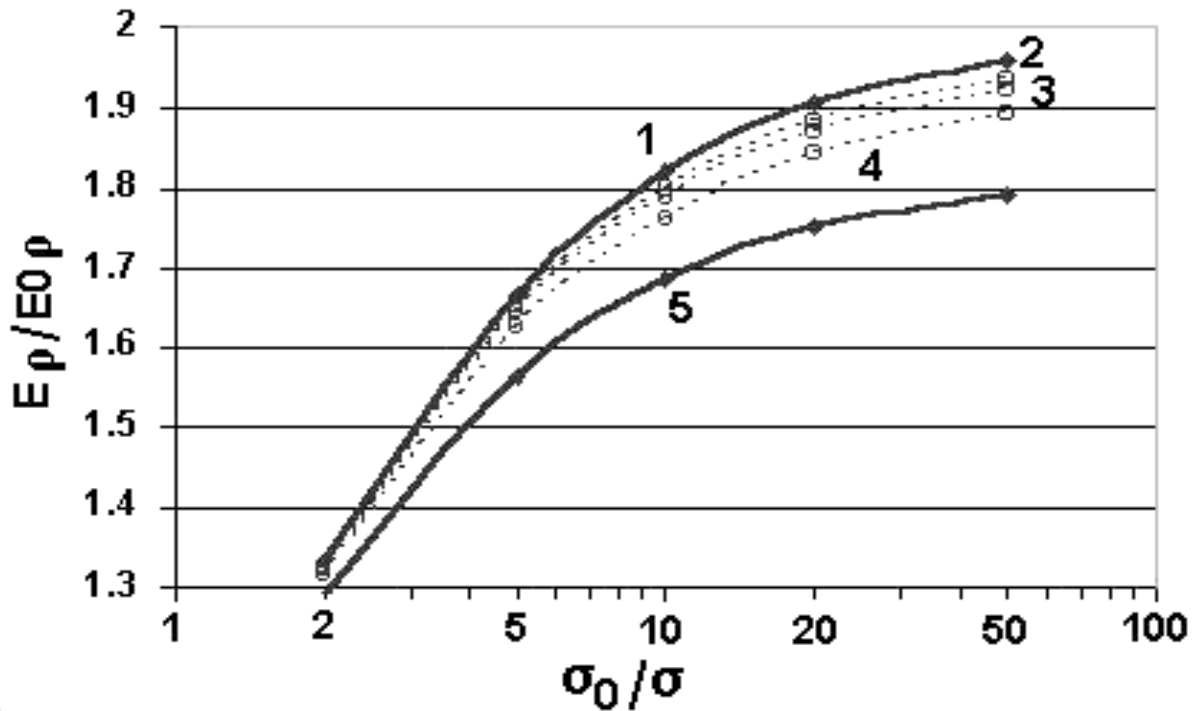


Рис. 5.10. Отношение напряженностей внешнего и внутреннего поля для цилиндра в однородном поле (1) и для единичных колец с квадратным сечением 0.5 на 0.5 м в поле двойного слоя радиусом 0.5 м и высотой 0.5 м (2 – 5). Расстояния от оси скважины до центров колец: (2) – 2.25 м, (3) – 1.75 м, (4) – 1.25 м, (5) – 0.75 м

Для единичного кольца, вплотную прилегающего к двойному слою (кривая 5), отношение напряженностей меньше, чем у цилиндра. По мере удаления колец и увеличения однородности первичного поля двойного слоя кривые быстро приближаются к значениям, характерным для цилиндра в однородном поперечном возбуждающем поле.

Пакет программ PS_2D для вычисления электрического потенциала ПС на оси скважины

Пакет PS_2D представляет собой комплекс программ для проведения математического моделирования каротажа скважин методом ПС (спонтанной

поляризации) и предназначен для расчета электрического потенциала на оси скважины, пересекающей под прямым углом пласты с различным удельным электрическим сопротивлением, за счет создаваемых на границах зоны проникновения и пластов электрических потенциалов. Пакет включает в состав программу ввода исходных физико-геометрических данных для решения прямой задачи, две основных программы для расчета поля и графические программы вывода результатов расчетов на монитор.

Расчет поля с помощью пакета PS_2D возможен в оконном и графическом виде с помощью оболочек типа Windows Commander, Total Commander и т.п. и выполняется с помощью программы PS_2D или ярлыка пакета, размещаемого на рабочем столе.

Примеры расчетов для характерных моделей с помощью пакета PS_2D

На рис.5.11 представлены кривые ПС на оси скважины, пересекающей три пласта. В среднем маломощном пласте пониженной электропроводности имеется зона проникновения.

На рис. 5.11 показан характер уменьшения аномалии по мере увеличения диаметра зоны проникновения. Для тонкого пласта, мощность которого равна диаметру скважины, аномалия практически исчезает, когда диаметр зоны проникновения превышает утроенную мощность.

Вычисления компонентов векторной и тензорной функций Грина в случае осевой симметрии довольно громоздки, однако это окупается сокращением размерности СЛАУ и, в конечном счете, сокращением общего времени вычислений. Для пласта $h/d = 5$ время вычислений при точности расчетов 1% сокращается с 11200 сек в декартовых координатах до 130 сек в цилиндрических координатах, то есть почти в сто раз. Выигрыш во времени тем больше, чем больше суммарная мощность пластов в модели.

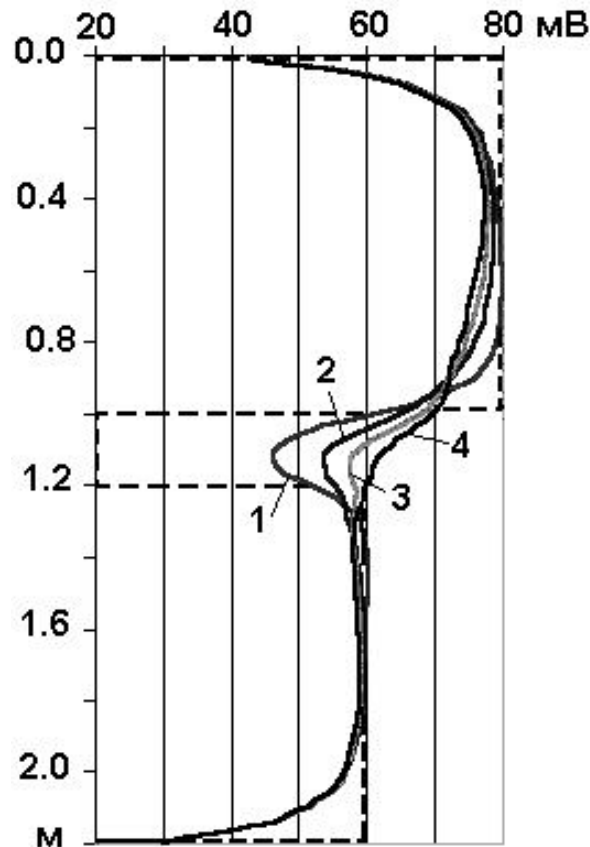


Рис. 5.11. Теоретическая диаграмма ПС для модели трех пластов. Зависимость от диаметра зоны проникновения ($h_1/d_c = h_3/d_c = 5$; $h_2/d_c = 1$; $d_{3П1}/d_c = d_{3П3}/d_c = 1$; $\rho_{ПЛ2}/\rho_c = \rho_{3П2}/\rho_c = 10$; $\rho_{ВМ}/\rho_c = \rho_{ПЛ}/\rho_c = \rho_{ПЛВ}/\rho_c = 1$). Цифры на кривых: 1 – $d_{3П2}/d_c = 1$; 2 – $d_{3П2}/d_c = 2$; 3 – $d_{3П2}/d_c = 3$; 4 – $d_{3П2}/d_c = 4$

На рис. 5.12 показано изменение аномалии ПС против тонкого пласта при увеличении его удельного электрического сопротивления. При контрастности 50 аномальный эффект достигает насыщения. Рис. 5.11 и рис. 5.12 демонстрируют эффективность алгоритма и программы расчета ПС для трех пластов при осевой симметрии в цилиндрических координатах.

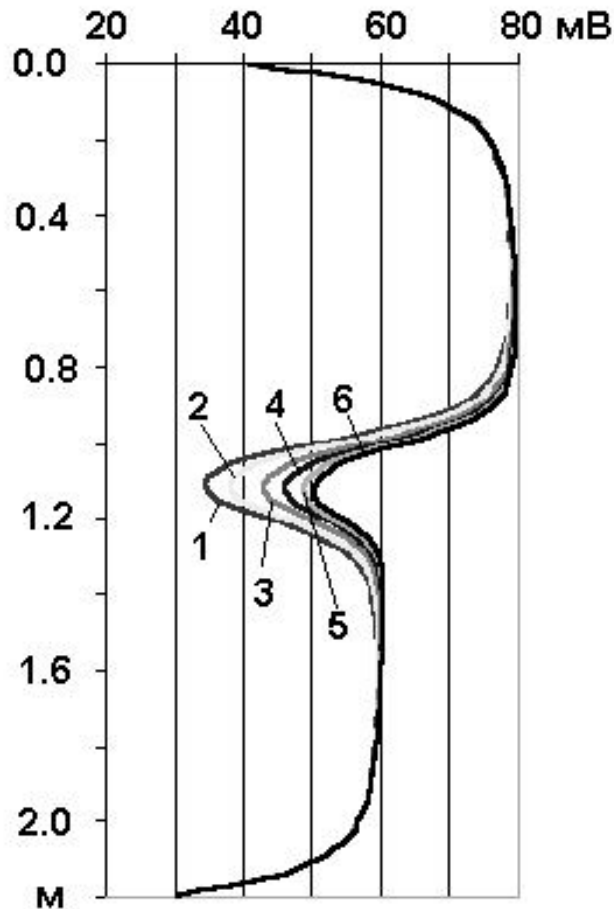


Рис. 5.12. Теоретическая диаграмма ПС для модели трех пластов. Зависимость от сопротивления тонкого пласта ($h_1/d_c = h_3/d_c = 5$; $h_2/d_c = 1$; $d_{3П1}/d_c = d_{3П2}/d_c = d_{3П3}/d_c = 1$; $\rho_{ВМ}/\rho_c = \rho_{ПЛ1}/\rho_c = \rho_{ПЛ3}/\rho_c = 1$). Цифры на кривых: 1 – $\rho_{ПЛ2}/\rho_c = 1$; 2 – $\rho_{ПЛ2}/\rho_c = 2$; 3 – $\rho_{ПЛ2}/\rho_c = 5$; 4 – $\rho_{ПЛ2}/\rho_c = 10$; 5 – $\rho_{ПЛ2}/\rho_c = 20$; 6 – $\rho_{ПЛ2}/\rho_c = 50$

Рис 5.13 иллюстрирует влияние относительной мощности пласта и пониженного удельного сопротивления бурового раствора на значения ПС. Как видно на рис. 5.13, в случае мощного пласта ($h/d = 20$) скважина незначительно снижает амплитуду аномалии ПС, когда сопротивление бурового раствора в десять раз меньше сопротивления пласта. На рис. 5.14 представлена поправка в максимальные значения ПС, вводимая с целью перехода к истинным значениям адсорбционного потенциала, исправленным за влияние мощности и электропроводности пласта. Поправка равна единице против мощного пласта. Против всех пластов конечной мощности она меньше единицы,

падаая до нуля для очень тонких пластов.

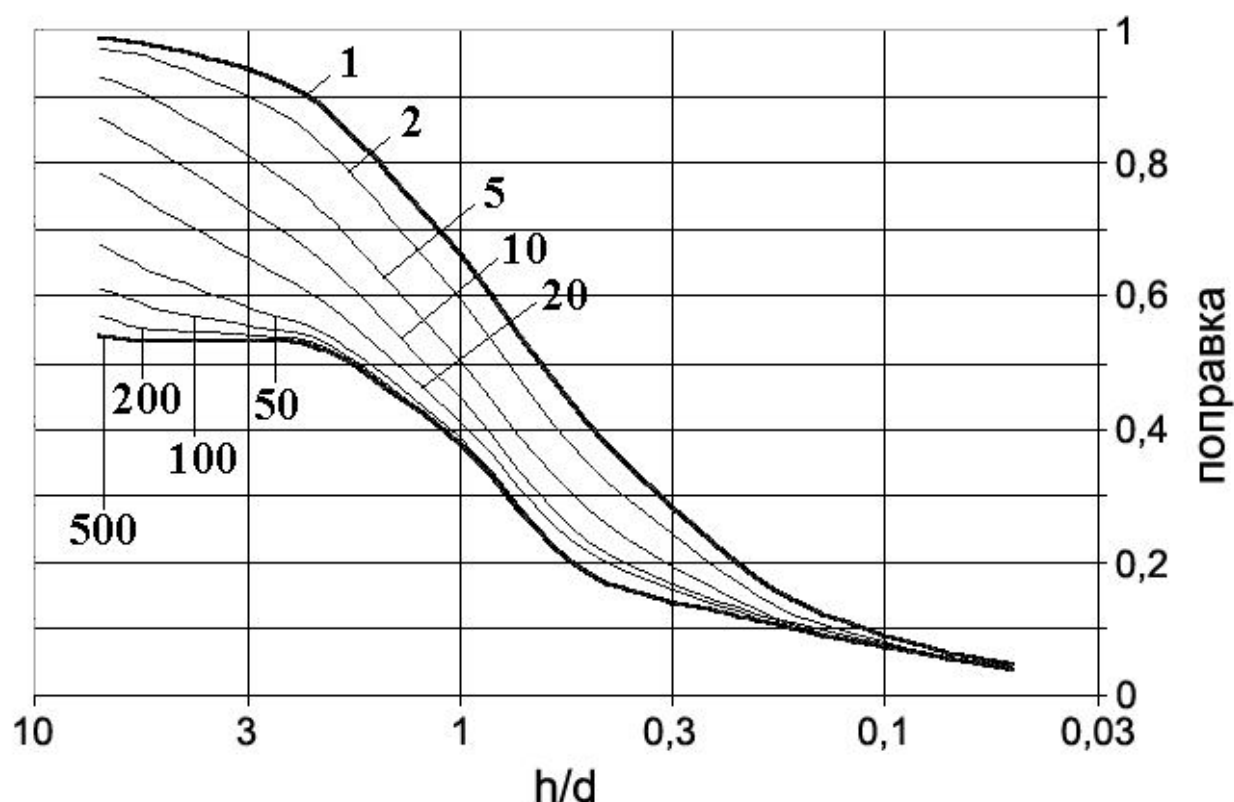


Рис. 5.14. Поправка в значения кривой ПС для пластов различной мощности в зависимости от относительного удельного сопротивления и относительной мощности пласта h/d_c . Шифр кривых – $\rho_{ПЛ} / \rho_{ПЖ}$. Удельное сопротивление бурового раствора $\rho_{ПЖ} = 0.4$ Ом·м, диаметр скважины $d_c = 0.1$ м

Поскольку пласты со значениями $h/d_c \leq 0.3$ просто не видны на каротажной диаграмме, правая часть палетки имеет лишь теоретическое значение.

На рис. 5.15 выполнено сравнение палетки Шлюмберже, рассчитанной по интегральному уравнению и сеточным методом О.Б. Кузьмичевым [26]. Оригинал палетки Шлюмберже, полученный путем физического моделирования на электроинтеграторе, представлен в статье [26], откуда и взят ее фрагмент (рис.5.15, жирные линии). На ней значения поправочного коэффициента в области пластов малой мощности существенно меньше, чем на рис. 5.15, что вызвано погрешностями физического моделирования и приводит к «ураганным» значениям $\alpha_{ПС}$ и к неправильным определениям пористости пластов.

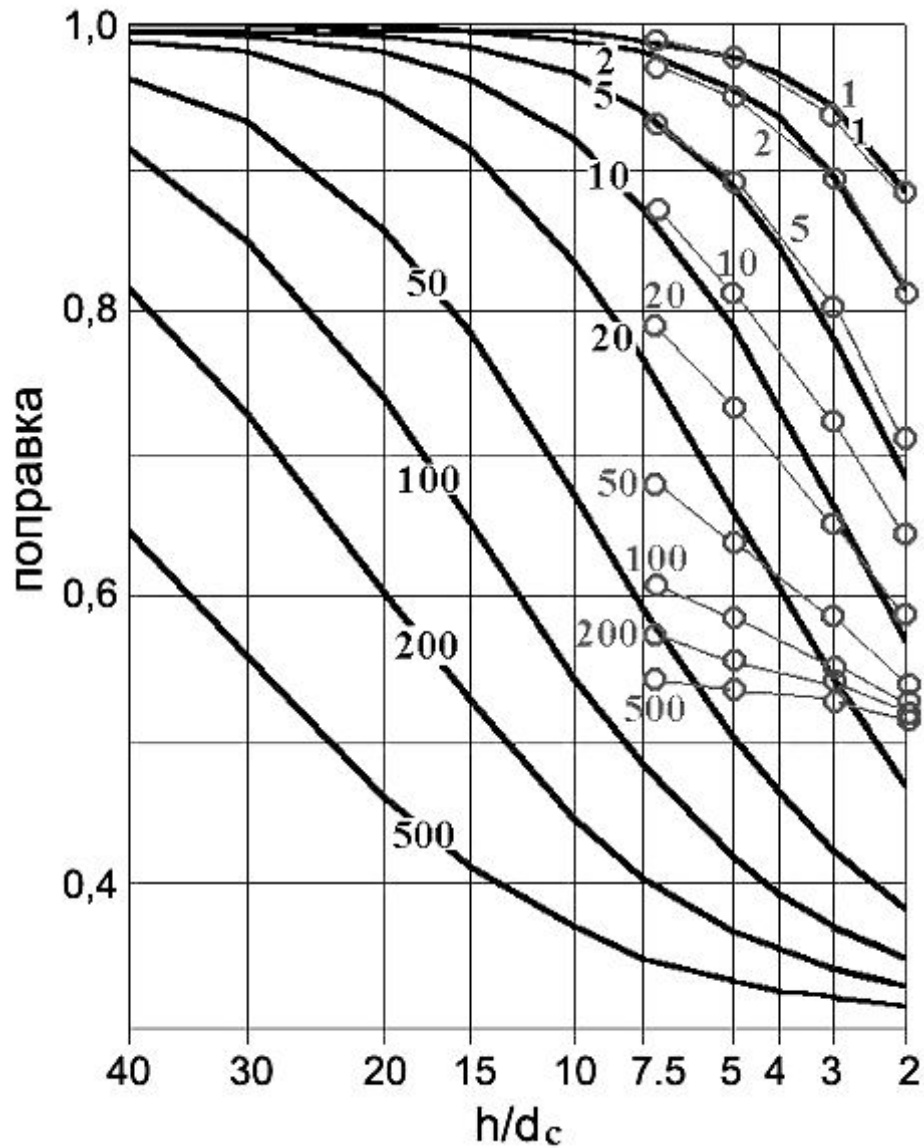


Рис. 5.15. Величина поправки, вносимой в значения кривой ПС, в зависимости от относительного удельного сопротивления и относительной мощности пласта. Тонкие линии – расчеты по интегральному уравнению. Толстые линии – палетка Шлюмберже ($\rho_{ВМ}/\rho_{ПЖ} = 1$, $d_{3П}/d_c = 1$, $\rho_{ПЛ}/\rho_{ПЖ}$ – шифр кривых, h/d_c – абсцисса палеточных кривых), пересчитанная О.Б. Кузьмичевым [26].

Как видно на рис. 5.15, поправочные коэффициенты, полученные методом интегральных уравнений, в левой части палетки для мощных пластов практически совпадают с результатами работы [26]. В правой части для тонких пластов они еще ближе к единице. Вероятные причины могут заключаться в погрешностях метода сеток при наличии в модели среды контактов с

высокой

контрастностью электропроводности. В методе интегральных уравнений этот фактор не играет никакой роли. Заметим также, что ограниченная область интегрирования в радиальном направлении должна приводить к ошибкам в методе интегральных уравнений как раз для мощных пластов. Между тем, именно здесь данные совпадают с данными О.Б. Кузьмичева. Расхождения наблюдаются для тонких пластов, когда обтекание модели пласта за счет ее ограниченности в радиальном направлении минимально. Следует продолжить выяснение причин расхождения и точно установить его причину.

Заключение

На основе реальных физико-геометрических параметров скважины, пласта и зон проникновения создана модель пласта и получено решение задачи для расчета электрического поля стороннего источника в неоднородной трехмерной проводящей среде. Решение системы объемных векторных интегральных уравнений в цилиндрических координатах имеет размерность, меньшую, чем в прямоугольных. Реализация решения прямой задачи в виде программно-вычислительного комплекса показала, что за счет уменьшения размерности системы уравнений достигнуто уменьшение требуемых ресурсов памяти ПК и увеличение быстродействия при проведении численного моделирования на ЭВМ.

Дальнейшее развитие программного обеспечения будет состоять в наиболее полном учете электрических, диффузионных и фильтрационных свойств зоны проникновения с целью разработки беспалеточного способа интерпретации практических кривых ПС в геологоразведочных скважинах.

6.1 Потенциалы течения, диффузии и адсорбции

В процессе бурения вследствие превышения давления промывочной жидкости над пластовым давлением происходит быстрое проникновение фильтрата в пласт (задавливание). Образуется зона проникновения. Скачок адсорбционного потенциала, ответственный за возникновение аномалии ПС в скважине, также перемещается внутрь пласта и занимает положение, совпадающее с фронтом зоны проникновения.

После образования глинистой корки скорость проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт-коллектор в открытой части ствола скважины снижается со временем и становится сравнимой со скоростью диффузии. Скорость перемещения фронта зоны проникновения со временем может настолько снизиться, что граница между зоной проникновения и неизменной частью пласта начнет перемещаться в обратную сторону вследствие диффузии ионов, растворенных в пластовой воде [14].

В зоне проникновения фильтрат смешан с пластовой водой, и удельное сопротивление пласта изменяется в радиальном направлении, постепенно достигая сопротивления неизменной части пласта. В промытой части зоны проникновения толщиной 5-10 см фильтрат почти полностью заменяет пластовую воду и ее сопротивление определяется сопротивлением фильтрата и пористостью пласта. Проникновение слабо минерализованного фильтрата в пласт повышает удельное электрическое сопротивление пласта, а высоко минерализованного – понижает. Условно зону проникновения считают концентрическим слоем с эффективным диаметром и постоянным сопротивлением. Наибольшая глубина проникновения характерна для проницаемых малопористых известняков, доломитов, сцементированных алевролитов и песчани-

ков. Проницаемые породы с большим объемом пор обладают меньшей глубиной проникновения. В высокопористых пластах с хорошей проницаемостью минерализованная пластовая вода вытесняет более легкий фильтрат ПЖ в верхнюю его часть [14].

В продуктивных пластах характер зоны проникновения более сложный. Фильтрат также перераспределяется по вертикали между нефтью и пластовой водой. В промытой зоне может содержаться до 15-20% остаточной нефти, а в глинистых коллекторах – до 30%. При повышающем проникновении промытая зона мощностью до 0,3 м обладает повышенным сопротивлением, затем идет внешняя часть зоны проникновения, обладающая пониженным сопротивлением, и только затем на расстоянии около 0,7 м начинается неизменный пласт [40].

Глинистая корка не пропускает фильтрат ПЖ в пласт, но не препятствует притоку флюида в скважину уже при превышении давления со стороны пласта 0,015-0,02 МПа. Толщина глинистой корки от долей до 3 см и более. При больших перепадах давления в процессе бурения глинистая корка может образоваться даже против пластов с низкой проницаемостью. Проницаемость глинистой корки изменяется в широких пределах и зависит от содержания глины и механических примесей в ПЖ. С увеличением концентрации хлористого натрия происходит коагуляция глинистых частиц ПЖ.

На основании вышеизложенного, предложен ряд физических моделей среды для скважины, находящейся в гидростатическом равновесии с промысловой жидкостью.

На рис. 6.1 изображена модель без конвекции. Глинистая корка находится в равновесии с буровым раствором. По сути дела глинистая корка – это тот же буровой раствор, но с меньшей пористостью. Глинистая корка совместно с буровым раствором образует замкнутый двойной слой постоянной мощности, который лишь изменяет уровень кривой ПС. Этот слой не принимается во внимание при расчетах ПС. На границах каждого пласта с буровым рас-

твором возникает неравновесный с пластовым флюидом адсорбционный потенциал τ_c и зона диффузии. Пунктиром показана условная граница зоны диффузии, на которой концентрация остается прежней (равновесной). Размер зоны диффузии составляет 2-4 радиуса скважины в зависимости от времени выстаивания, согласно сделанным выше оценкам. Он мало зависит от вещественного состава пласта-коллектора, поскольку коэффициенты диффузии в узких и широких порах различаются не более чем на 10%. Между внешней границей зоны диффузии и скважиной реально существуют диффузионные потенциалы, которыми следует заменить скачок адсорбционного потенциала по прошествии времени.

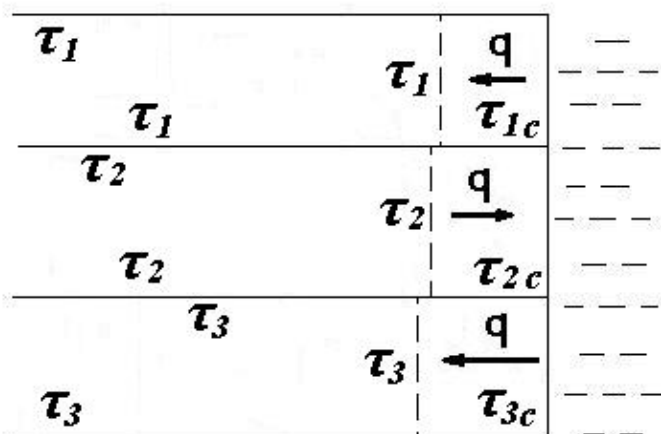


Рис. 6.1. Модель скважины с зонами диффузии

Твердая фаза большинства горных пород (алюмосиликаты, кремнезем, осадочный кальцит) заряжена отрицательно [38]. При отрицательном потенциале минерального скелета ($\psi < 0$) пластовый флюид заряжен положительно, адсорбционный потенциал отрицателен, при этом скачок потенциала положителен, внешняя сторона пласта заряжена положительно. В результате контакта промывочной жидкости с пластом возникает внешний потенциал $U = (\tau_c - \tau)\Omega_c$. Напротив всех пластов будут наблюдаться положительные значения внешнего потенциала адсорбционного происхождения. Однако при этом песчано-алевритовые пласты отмечаются отрицательными аномалиями

ПС на фоне глинистого окружения. Чередование тонких глинистых и песчаных прослоев будет отмечаться, как однородный пласт с пониженной амплитудой.

При повышающем проникновении ПЖ в пласт (прямое ПС), происходит разбавление пластового флюида, что эквивалентно уменьшению радиуса пор относительно толщины двойного слоя. При этом модуль адсорбционного потенциала увеличивается. Положительный скачок внешнего потенциала увеличивается так, что $\tau_c > \tau$. Его положение в первом приближении совпадает с границей неразбавленного пластового флюида. Если в соседних, менее проницаемых пластах зона проникновения меньше, скачок возникает также на границе зоны проникновения в среднем пласте с перекрывающим и подстилающим пластами. С течением времени возникает неоднородный двойной слой на горизонтальных поверхностях зоны диффузии, в котором из-за изменения концентрации скачок потенциала квазилинейно изменяется от $\tau_c - \tau$ до нуля по мере удаления от скважины. В частности, если в схематизированном виде зона диффузии отображается одной элементарной ячейкой, то этот скачок равен $(\tau_c - \tau)/2$.

При понижающем проникновении $\tau_c < \tau$, и часть внешнего потенциала адсорбционного происхождения становится отрицательной. Каков будет в конечном итоге знак внешнего потенциала, зависит от двух других компонентов – диффузионного и фильтрационного потенциалов.

Если электропроводность бурового раствора невысокая и наблюдается повышающее проникновение, диффузионный поток \mathbf{q} направлен из пласта к скважине, при понижающем проникновении – внутрь пласта, т.е. в тех же направлениях, что и движение растворенного вещества в пограничной области, где формируется скачок адсорбционного потенциала. Все это происходит в том случае, если химический состав солей в пластовом флюиде и буровом растворе примерно одинаков. В частности, при отрицательном заряде твер-

дой фазы, положительном заряде флюида в порах и повышающем проникновении диффузионный поток отрицателен (в полярной системе координат), градиент концентрации положителен, сторонний ток диффузии отрицателен, поскольку $\mu_k > \mu_a$, $\Delta n < 0$. Электрический ток направлен от оси скважины, что указывает на положительную аномалию потенциала диффузионного происхождения. Величину потенциала можно оценить, используя выражение для стороннего тока диффузии

$$\mathbf{i}_c = (\mu_a - \mu_k)RTu_0 \mathbf{grad} C = \kappa \frac{RT}{zF} \Delta n \cdot \mathbf{grad} \ln C = -\mathbf{i} = -\kappa \mathbf{E},$$

откуда
$$\mathbf{E} = -\Delta n \frac{RT}{zF} \frac{\partial \ln C}{\partial r}.$$

Если не принимать во внимание зависимость чисел переноса от концентрации, тогда приближенно потенциал диффузионного происхождения равен

$$U_d \approx \Delta n \frac{RT}{zF} \ln C.$$

В каких-либо двух точках в области диффузии $r_2 > r_1$, $C_2 > C_1$, и на оси скважины внешний потенциал диффузионного происхождения положителен, т.е. более высок, чем в пласте. Таким образом, диффузионный потенциал всегда имеет знак адсорбционного, образуя единый диффузионно-адсорбционный потенциал.

На рис.6.2 изображены модели с конвекцией. Диффузия в чистом виде сохраняется только в крайних, слабо проницаемых пластах. В проницаемых пластах диффузия конкурирует с принципиально более эффективным механизмом массопереноса – конвекцией Дарси, что приводит к неоднозначным электрическим явлениям.

Потенциал фильтрации в первом приближении определяется формулой Гельмгольца [38]

$$U_\Phi = \frac{\varepsilon_0 \varepsilon \zeta \rho}{4\pi\mu} (P_2 - P_1)$$

Согласно рис. 6.2 при отрицательном потенциале твердой фазы флюид заряжен положительно, дзета-потенциал отрицателен, потенциал фильтрации имеет отрицательный знак со стороны избыточного давления. С увеличением минерализации раствора U_{Φ} уменьшается вследствие уменьшения удельного сопротивления фильтрата и дзета-потенциала. Величина фильтрационных потенциалов обычно мала и оказывает влияние на кривую ПС при слабо минерализованной промывочной жидкости, когда $\rho \geq 1$ Ом·м. Потенциалы фильтрации возникают против различных литологических разностей, в том числе против глин.

При этом против проницаемых пластов в большинстве случаев наблюдается увеличение отрицательной аномалии ПС. При фильтрации флюида из пласта в скважину (рис. 6.2 вверху) потенциал фильтрации со стороны пласта выше, но он частично подавлен высокой минерализацией пластового

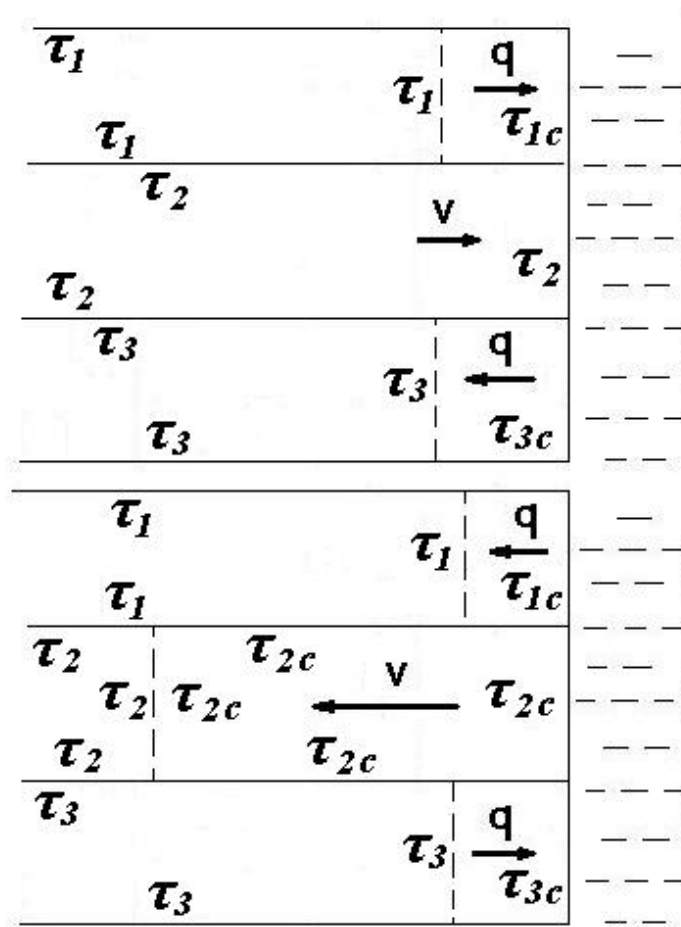


Рис.6.2.Модель скважины с проницаемыми пластами, вверху – с продуктивным

пластом, внизу – с поглощающим пластом

флюида. Значение адсорбционного потенциала в пласте-коллекторе остается всюду равновесным. Такой пласт не создает внешнего потенциала адсорбционного происхождения. Находясь между двумя глинистыми пластами, он отмечается глубоким минимумом ПС. В нижней модели (рис. 6.2) фильтрат вытесняется буровым раствором, причем эта граница продвигается вглубь пласта значительно глубже и эффективнее, чем при диффузии. Пока не стабилизировалась глинистая корка, диффузионной зоной вероятно можно пренебречь. После образования глинистой корки и прекращения поглощения бурового раствора происходит восстановление зоны диффузионного проникновения. Эффективность этого процесса зависит от масштабов предшествующего поглощения бурового раствора. При фильтрации из скважины в пласт потенциал напротив проницаемого пласта понижается, однако после образования глинистой корки процесс фильтрации приостанавливается или прекращается совсем. В любом случае притока фильтрата или поглощения бурового раствора следует учитывать фильтрационные потенциалы среднего пласта.

Итак, в среде с отрицательным потенциалом твердой фазы и отрицательным дзета-потенциалом напротив продуктивного пласта будет наблюдаться максимум потенциала фильтрационного происхождения, напротив поглощающего – минимум. Максимум фильтрационного потенциала парируется понижением адсорбционного потенциала. Таким образом, при алгебраическом сложении потенциалов адсорбционного и фильтрационного происхождения аномалия напротив продуктивного пласта усиливается.

Определение градиента давления и скорости течения Дарси. Для определения величины фильтрационного потенциала определим градиент давления при течении Дарси из интегрального уравнения [20]

$$\mathbf{grad}_A P = \mathbf{grad}_A P_0 - \frac{1}{4\pi} \mathbf{grad}_A \int_V \left(\frac{c}{c_0} - 1 \right) \mathbf{grad}_M P \cdot \mathbf{grad}_M \frac{1}{r} \cdot dV .$$

Здесь c – проницаемость минерального скелета в каждом из пластов, включая глинистую корку, m^2 , P_0 – давление, Па, развиваемое источниками флюида в однородном пространстве с проницаемостью c_0 . В случае переслаивания безграничных по простиранию пластов под объемом V следует понимать сумму объемов с размерами по латерали, достаточными для вычисления поля на оси скважины. За величину c_0 можно принять значение в пласте, расположенном на периферии объема V . Конструкция источника определяется характером перетоков между пластами.

Переход к градиенту давления проводится согласно закону Дарси

$$\mathbf{v} = -\frac{c}{\mu} \mathbf{grad} P,$$

где μ – динамическая вязкость флюида, Па·с.

Плотность стороннего тока течения определяется из выражения

$$\mathbf{i}_c = \sigma L \mathbf{grad} P,$$

где L – коэффициент потенциала течения, имеющий порядок $10^{-6} - 10^{-8}$ В/Па, σ – распределение электропроводности, соответствующее распределению проницаемости, См/м. Отметим, что коэффициент потенциала течения связан с дзета-потенциалом соотношением

$$L = \frac{\varepsilon_0 \varepsilon}{\mu} \zeta.$$

Электрическое поле фильтрации определим из интегрального уравнения [20]

$$\mathbf{E} = \mathbf{E}_0 - \frac{1}{4\pi} \mathbf{grad}_A \int_V \left[\left(\frac{\sigma}{\sigma_0} - 1 \right) \mathbf{E} + \left(\frac{\sigma}{\sigma_0} L - \frac{c}{c_0} L_0 \right) \mathbf{grad}_M P \right] \mathbf{grad}_M \frac{1}{r} dV,$$

а потенциал фильтрации из выражения

$$U_\Phi = U_0 + \frac{1}{4\pi} \int_V \left[\left(\frac{\sigma}{\sigma_0} - 1 \right) \mathbf{E} + \left(\frac{\sigma}{\sigma_0} L - \frac{c}{c_0} L_0 \right) \mathbf{grad}_M P \right] \mathbf{grad}_M \frac{1}{r} dV.$$

Фильтрационный потенциал в равновесном пласте должен быть добавлен к адсорбционному потенциалу.

Рассмотрим случай **неравновесного состояния** трех пластов при наличии зоны проникновения в каждом из них. В частности, рассмотрим проницаемый пласт, заключенный между двумя неограниченными слабо проницаемыми пластами. Слева от границы неизменный пласт (НП) – зона проникновения (ЗП) находится либо промывочная жидкость (ПЖ), либо ее фильтрат в глинистой корке (ГЛ) и зоне проникновения. Будем считать плотность глинистой корки всюду одинаковой (рис. 6.3).

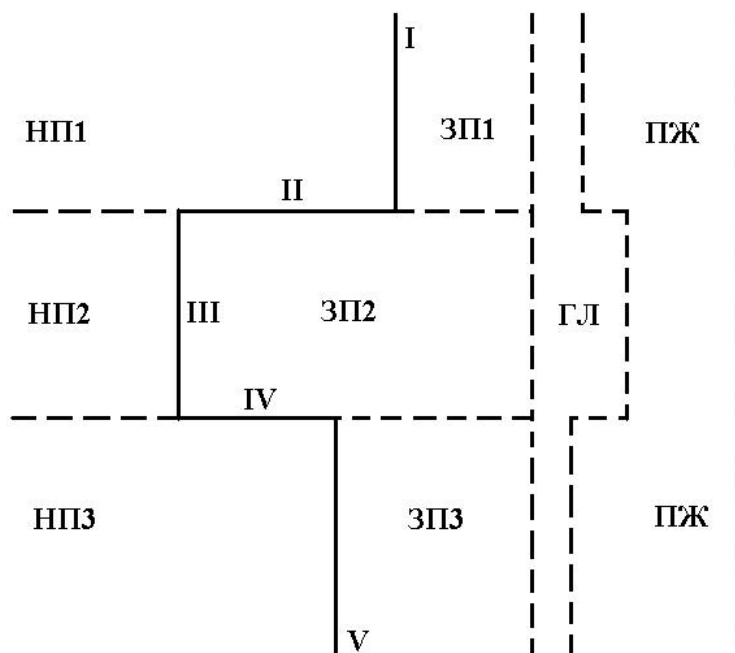


Рис. 6.3. Схематическое распределение зон в модели трех пластов

Граница между глинистой коркой и ПЖ является всюду равновесной, также как и ее граница с каждой из трех зон проникновения. Мы можем рассматривать глинистую корку ГЛ как область, находящуюся в равновесии с окружающей средой, обладающую постоянным скачком потенциала по всему периметру и потому не создающую внешнего потенциала. Эти же рассуждения приложимы к каждой из трех зон проникновения. При этом каждый пласт на границе с любой из зон проникновения имеет такой же скачок по-

тенциала, как если бы он граничил непосредственно с промывочной жидкостью. Таким образом, неравновесная граница НП-ЗП, состоящая из фрагментов I – II – III – IV – V, является единственным источником внешнего потенциала. Тогда

$$\tau_I = \tau_{II} = \tau_1 - \tau_{c1} = \frac{RT}{2zF} \ln \frac{\mu_{a11}\mu_{k1}}{\mu_{k11}\mu_{a1}},$$

$$\tau_{III} = \tau_2 - \tau_{c2} = \frac{RT}{2zF} \ln \frac{\mu_{a22}\mu_{k2}}{\mu_{k22}\mu_{a2}},$$

$$\tau_{IV} = \tau_V = \tau_3 - \tau_{c3} = \frac{RT}{2zF} \ln \frac{\mu_{a33}\mu_{k3}}{\mu_{k33}\mu_{a3}}.$$

Здесь μ_1, μ_2, μ_3 – средние концентрации ионов трех пластов при равновесии их с промывочной жидкостью, $\mu_{11}, \mu_{22}, \mu_{33}$ – то же при равновесии с фильтратом пластового флюида.

Если в первом приближении пренебречь величинами τ_1, τ_2, τ_3 вследствие высокой минерализации пластового флюида, то

$$\tau_I = \tau_{II} \approx -\tau_{c1} = \frac{RT}{2zF} \ln \frac{\mu_{k1}}{\mu_{a1}},$$

$$\tau_{III} \approx -\tau_{c2} = \frac{RT}{2zF} \ln \frac{\mu_{k2}}{\mu_{a2}},$$

$$\tau_{IV} = \tau_V \approx -\tau_{c3} = \frac{RT}{2zF} \ln \frac{\mu_{k3}}{\mu_{a3}}.$$

Знак минус соответствует положительным значениям внешнего потенциала на оси скважины. Тогда неравновесная граница I – II – III – IV – V может быть описана всего тремя скачками потенциала, численно равными скачкам потенциала между ПЖ и каждым из пластов, насыщенным фильтратом ПЖ. Такая модель следует из экспериментальных данных, поскольку ПС возникает при любой минерализации фильтрата пластового флюида, если только промывочная жидкость приготовлена на слабо минерализованном электролите. В однородной по электропроводности среде внешний потенциал, в част-

ности на оси скважины, равен

$$U = -\tau_{c1} \frac{\Omega_I + \Omega_{II}}{4\pi} - \tau_{c2} \frac{\Omega_{III}}{4\pi} - \tau_{c3} \frac{\Omega_{IV} + \Omega_V}{4\pi}.$$

Если к тому же перекрывающий и подстилающий пласты одинаковы, достаточно принимать во внимание только телесный угол отрезка неравновесной границы III со значением скачка

$$U = -\tau_{c1} - (\tau_{c2} - \tau_{c1}) \frac{\Omega_{III}}{4\pi} = U_{ad1} - (\tau_{c2} - \tau_{c1}) \frac{\Omega_{III}}{4\pi},$$

поскольку граница I – II – III – IV – V с постоянным τ_{c1} , видная под углом 4π , создает постоянный потенциал, который влияет только на уровень кривой ПС. Анализ последней формулы ясно указывает на то, что при увеличении зоны проникновения в среднем пласте, аномалия от него исчезает.

Диффузия. Возникновение неравновесного состояния на контакте бурового раствора с пластом приводит к диффузии. При отсутствии конвекции именно диффузия приводит к установлению нового равновесного состояния во всем объеме среды. Этот процесс занимает длительное время и в чистом виде не наблюдается из-за влияния конвекции. Однако довольно быстро устанавливается квазиравновесное состояние диффузии. В этом случае между объемом среды, где сохранилась еще первоначальная концентрация, и поверхностью пласта, вскрытой скважиной, устанавливается квазилинейный поток диффундирующего вещества, медленно изменяющийся со временем. Экспозицию, необходимую для установления квазиравновесного состояния, находят из уравнения нестационарной диффузии, которое рассмотрим позже.

Определим искажения стационарного потока диффундирующего растворенного вещества или электролита, вызванные неоднородностью пористой среды. Плотность потока \mathbf{q} , кгмоль·м⁻²·с⁻¹, удовлетворяет закону Фика $\mathbf{q} = -k_{II} D \text{grad} C$, где D – коэффициент диффузии; C – концентрация растворенного вещества, например газа или электролита. В пористой среде нейтральность раствора нарушена, что изменяет подвижности аниона и катиона,

а также коэффициент диффузии электролита. Коэффициент диффузии D в порах зависит от формы и размера пор, не связан линейно с коэффициентом пористости и в общем случае является функцией координат, независящей от распределения пористости. В связи с этим необходимы пояснения относительно уравнения неразрывности и условий сопряжения на границах сред. Поток вещества неразрывен, но концентрация электролита в порах испытывает скачок на границе двух пористых сред, поддерживаемый скачком мембранного потенциала. Поэтому

$$\operatorname{div}(k_{\Pi} D \mathbf{grad} C) = 0, \quad C_0 \neq C, \quad k_{\Pi 0} D_0 \frac{\partial C_0}{\partial n} = k_{\Pi} D \frac{\partial C}{\partial n}.$$

Однако отношение концентрации электролита в порах к концентрации электролита в свободном растворе, равновесном с пористой средой, и коэффициента диффузии в порах к коэффициенту диффузии в растворителе мало отличаются от единицы, за исключением случая ультра- и микропор, просвет которых соизмерим с толщиной двойного слоя. Поэтому при решении диффузионной задачи будем считать коэффициент диффузии всюду постоянным, а концентрацию непрерывной.

Тогда

$$\operatorname{div}(k_{\Pi} D \mathbf{grad} C) = 0, \quad C_0 = C, \quad k_{\Pi 0} \frac{\partial C_0}{\partial n} = k_{\Pi} \frac{\partial C}{\partial n},$$

$$F_n = \frac{\partial C}{\partial n} - \frac{\partial C_0}{\partial n} = \left(1 - \frac{k_{\Pi}}{k_{\Pi 0}}\right) \frac{\partial C}{\partial n},$$

откуда вектор поляризации равен

$$\mathbf{F} = \left(1 - \frac{k_{\Pi}}{k_{\Pi 0}}\right) \mathbf{grad} C.$$

Используя это значение, приходим к интегральному уравнению для градиента концентрации в пористой среде с включением, обладающим неоднородной пористостью [20]:

$$\mathbf{grad}_A C = \mathbf{grad}_A C_0 - \frac{1}{4\pi} \mathbf{grad}_A \int_V \left(\frac{k_{\Pi}}{k_{\Pi 0}} - 1 \right) \mathbf{grad}_A C \cdot \frac{\mathbf{r}}{r^3} dV,$$

где $\mathbf{grad}_A C_0$ – градиент концентрации диффундирующего вещества в отсутствие неоднородности.

Конвективная диффузия. При наличии конвекции диффундирующего вещества необходимо использовать уравнение неразрывности при конвективной диффузии в пористой среде

$$\operatorname{div}(-k_{\Pi} D \mathbf{grad} C + \mathbf{v} C) = 0,$$

где \mathbf{v} – скорость течения Дарси для несжимаемой жидкости ($\operatorname{div} \mathbf{v} = 0$).

Тогда [20]

$$\begin{aligned} \mathbf{grad}_A C = \mathbf{grad}_A C_0 - \frac{1}{4\pi} \mathbf{grad}_A \int_V \left(\frac{k_{\Pi}}{k_{\Pi 0}} - 1 \right) \mathbf{grad}_M C \cdot \mathbf{grad}_M \left(\frac{1}{r} \right) dV - \\ - \frac{1}{4\pi} \int_V \frac{\mathbf{v} \mathbf{grad}_M C - \mathbf{v}_0 \mathbf{grad}_M C_0}{D} \mathbf{grad}_A \left(\frac{1}{r} \right) dV, \end{aligned}$$

где $\mathbf{grad}_A C_0$ и \mathbf{v}_0 – значения, не возмущенные неоднородностью. Для определения \mathbf{v} предварительно необходимо решить уравнение для градиента давления при течении Дарси.

Вычисление электрического поля диффузии. Для вычисления электрического поля диффузии в интегральном уравнении для напряженности электрического поля, имеющем вид [20]

$$\mathbf{E} = \mathbf{E}_0 - \frac{1}{4\pi} \mathbf{grad} \int_V \left[\left(\frac{\sigma}{\sigma_0} - 1 \right) \mathbf{E} + \frac{\mathbf{i}_c - \mathbf{i}_{c0}}{\sigma_0} \right] \frac{\mathbf{r}}{r^3} dV,$$

сторонние токи диффузии в пористой неоднородной и однородной среде равны соответственно

$$\mathbf{i}_c = k_{\Pi} \beta \mathbf{grad} C, \quad \mathbf{i}_{c0} = k_{\Pi} \beta_0 \mathbf{grad} C$$

где C – концентрация симметричного бинарного электролита, которым пользуются для оценки эффекта,

$$\beta = RT(u_a - u_k).$$

Здесь $u_a - u_k$ – разность скоростей движения аниона и катиона в единичном электрическом поле. Изменения β в пространстве вызваны изменением величины просвета между заряженными стенками пор. В данном случае изменениями β нельзя пренебречь, как пренебрегли ранее изменениями коэффициента диффузии, поскольку это существенная сторона рассматриваемого явления.

Тогда интегральное уравнение для электрического поля диффузии электролита в пористой среде может быть записано в виде [20]

$$\mathbf{E} = \mathbf{E}_0 - \frac{1}{4\pi} \mathbf{grad} \int_V \left[\left(\frac{\sigma}{\sigma_0} - 1 \right) \mathbf{E} + \frac{k_{\Pi}(\beta - \beta_0)}{\sigma_0} \mathbf{grad}_M C \right] \frac{\mathbf{r}}{r^3} dV,$$

где $\mathbf{E}_0 = -\frac{k_{\Pi 0} \beta_0}{\sigma_0} \mathbf{grad} C_0$ – напряженность первичного поля диффузии в от-

сутствие неоднородности;

$\mathbf{grad}_M C$ – внутренние значения градиента концентрации, полученные при решении уравнения диффузии.

Диффузионный потенциал на оси скважины будет определяться как

$$U_D = U_0 + \frac{1}{4\pi} \int_V \left[\left(\frac{\sigma}{\sigma_0} - 1 \right) \mathbf{E} + \frac{k_{\Pi}(\beta - \beta_0)}{\sigma_0} \mathbf{grad}_M C \right] \mathbf{grad}_M \frac{1}{r} dV,$$

где новым обозначением по сравнению с предыдущим выражением является

$$U_0 = \frac{k_{\Pi 0} \beta C_0}{\sigma_0}.$$

Из рис.6.4 следует, что в пласте, испытывавшем понижающее проникновение, когда диффузионный поток направлен из неизменной части пласта к оси скважины, напряженность электрического поля внутри пласта направлена от оси скважины, если твердая фаза заряжена положительно. Таким образом, направление напряженности в области диффузии совпадает с направлением напряженности в зоне скачка потенциала на границе зоны проникнове-

ния с неизменной частью пласта. Это закономерно, поскольку упомянутый скачок является начальным условием для диффузионного процесса.

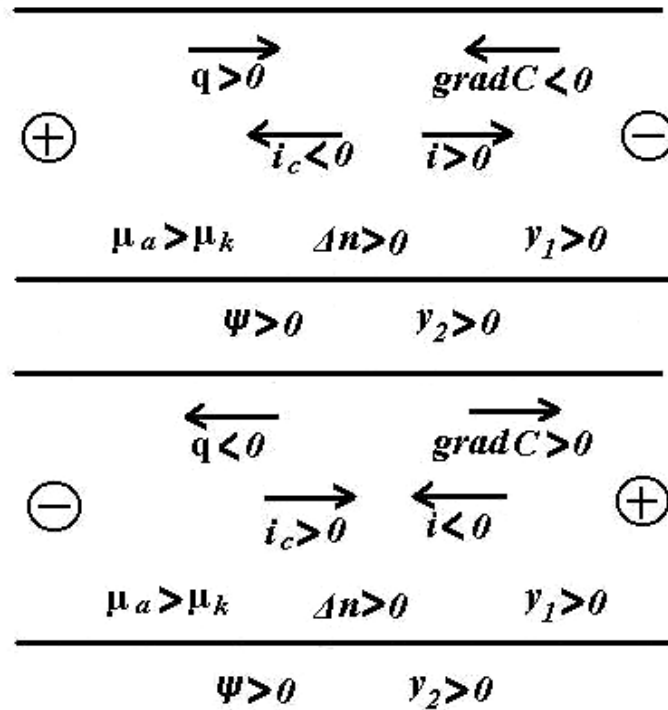


Рис. 6.4. Система знаков для величин, определяющих значения диффузионного потенциала при положительном заряде твердой фазы. В кружках – знаки объемного заряда, возникающего при диффузии электролита в пласте

Установление квазиравновесного состояния диффузии. Рассмотрим установление квазистационарного состояния диффузии в пласте, вскрытом скважиной. Скважина заполнена промывочной жидкостью, неравновесной с фильтратом пластового флюида. Концентрация электролита в промывочной жидкости $C_{пж}$, и она остается неизменной. Начальная концентрация электролита в пластовом флюиде C_0 . В процессе установления равновесия концентрация в части пласта, прилегающей к скважине, изменяется от C_0 до $C_{пж}$. Такая постановка задачи соответствует ситуации, когда концентрация электролита в промывочной жидкости больше, чем в пласте (понижающее проникновение). Для выяснения принципиальной стороны явления достаточно рассмотреть безграничный тонкий пласт с круглым вырезом в начале по-

лярных координат. Процесс изменения концентрации в этом случае подчиняется одномерному уравнению нестационарной диффузии [36]

$$\frac{\partial^2 C}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial C}{\partial r} = \frac{1}{D} \frac{\partial C}{\partial t},$$

с начальным условием $C(r,0) = C_0$ при $r \geq a$ и граничным условием $C(a,t) = C_{\text{пж}}$. После выполнения преобразования Лапласа-Карсона получим модифицированное уравнение Бесселя

$$\frac{\partial^2 C}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial C}{\partial r} = \frac{p}{D} C,$$

имеющее решение

$$C(r, p) = C_0 + (C_{\text{пж}} - C_0) \frac{K_0\left(\sqrt{\frac{p}{D}} r\right)}{K_0\left(\sqrt{\frac{p}{D}} a\right)}.$$

Для численного обращения этого решения во временную область, используем связь между преобразованием Лапласа-Карсона и синус-преобразованием Фурье. Тогда

$$C(r, t) = C_0 + (C_{\text{пж}} - C_0) \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \text{Re} \frac{K_0\left(\sqrt{\frac{j\omega}{D}} r\right)}{K_0\left(\sqrt{\frac{j\omega}{D}} a\right)} \cdot \frac{\sin \omega t}{\omega} d\omega.$$

Ограничимся анализом приближенных выражений. Рассмотрим высокочастотную асимптотику при $p \rightarrow \infty$, что соответствует малым значениям $t \rightarrow 0$:

$$C(r, p) = C_0 + (C_{\text{пж}} - C_0) \sqrt{\frac{a}{r}} \cdot e^{-\sqrt{\frac{p}{D}}(r-a)}.$$

Выполнив обратное преобразование, получим

$$C(r, t) = C_0 + (C_{\text{пж}} - C_0) \sqrt{\frac{a}{r}} \cdot \text{erfc} \frac{(r-a)}{2\sqrt{Dt}}.$$

Оценки показывают, что при $D = 2 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2 \cdot \text{с}^{-1}$ отклонение концентрации

через полгода после начала диффузионного процесса составит на расстоянии $r = 5a = 0,5\text{м}$ величину 0,0554, т.е. около 5%. Через 45 дней такое же отклонение будет наблюдаться при $r = 3a = 0,3\text{м}$, а через 12 дней – при $r = 2a = 0,2\text{м}$.

Поскольку

$$\frac{\partial C}{\partial r} = -\frac{(C_{\text{пж}} - C_0)}{2r} \sqrt{\frac{a}{r}} \left[\operatorname{erfc} \frac{(r-a)}{2\sqrt{Dt}} + \frac{2r}{\sqrt{\pi Dt}} \cdot e^{-\frac{(r-a)^2}{4Dt}} \right],$$

то оценки показывают, что по истечении 180 дней после вскрытия пласта градиентная зона реально составляет $r = 4a = 0,4\text{ м}$, а значения градиента в ней могут быть приближенно определены по формуле

$$\frac{\partial C}{\partial r} \approx -\frac{(C_{\text{пж}} - C_0)}{2r} \sqrt{\frac{a}{r}} \left[1 + \frac{2a}{\sqrt{\pi Dt}} \right].$$

По этой же формуле можно выполнить оценки градиента в 45-дневной и 12-дневной зонах диффузии с радиусами $r = 3a$ и $r = 2a$ соответственно.

Рассмотрим также следующую задачу, которая, вероятно, отражает более реальную ситуацию повышающего проникновения. Пусть в зоне проникновения сразу после прекращения бурения концентрация понижена до величины $C_{\text{пж}}$. Поскольку емкость остальной части пласта безгранична, то после прекращения бурения и промывки с течением времени происходит восстановление концентрации до величины C_0 . Пусть в тонком, изолированном пласте начальное распределение концентрации принимает значения $C(r,0) = C_0$ при $r \geq b$ и $C(r,0) = C_{\text{пж}}$ при $r < b$, где b – радиус зоны проникновения. Тогда для уравнения диффузии в полярных координатах имеем решение

$$C(r,t) = C_0 + \frac{C_{\text{пж}} - C_0}{2Dt} \int_0^b \exp\left[-\frac{r^2 + \xi^2}{4Dt}\right] \cdot I_0\left(\frac{r\xi}{2Dt}\right) \cdot \xi d\xi,$$

Заменяя функцию Бесселя ее асимптотическим представлением, имеем на

малых временах

$$C(r, t) = C_0 + \frac{C_0 - C_{\text{пж}}}{2} \left[\operatorname{erf} \left(\frac{r-b}{2\sqrt{Dt}} \right) - \operatorname{erf} \frac{r}{2\sqrt{Dt}} \right].$$

Отсюда видно в частности, что начальное условие выполнено.

6.2 Динамика аномалии ПС в скважине

На рис. 6.5 показана динамика изменения ПС в первые недели после проходки исследуемого интервала скважины. Изучение этой динамики позволяет глубже разобраться в вопросах происхождения спонтанной поляризации.

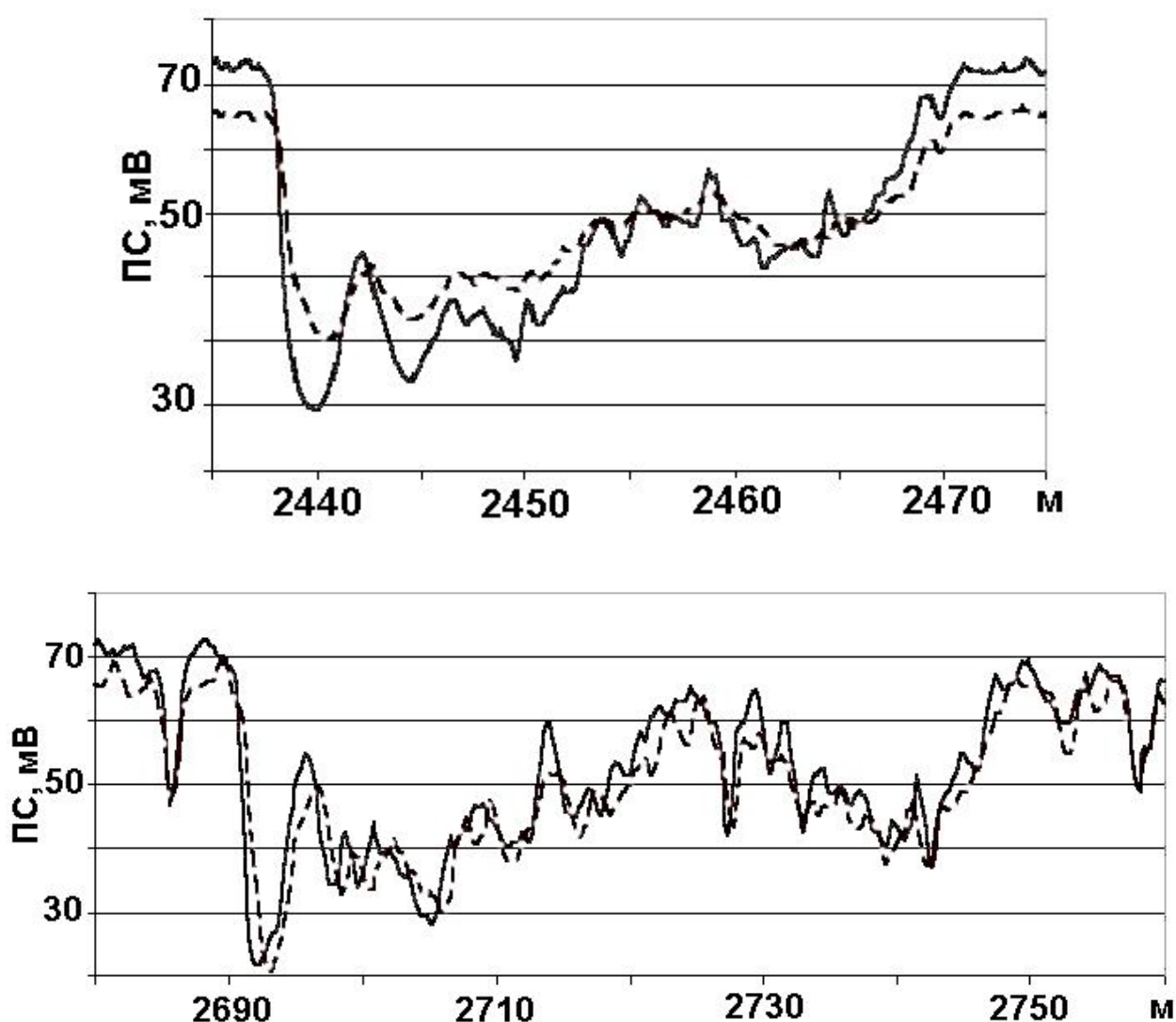


Рис. 6.5. Диаграммы каротажа ПС в скважинах 164 и 6113 (внизу) Когалымского месторождения. Сплошная – сразу после проходки, штриховая – через две недели. Материалы предоставлены И.Н. Ельцовым (ИГф СО РАН)

Для моделирования динамики ПС в программе есть возможность в качестве источника рассматривать область развития диффузии вместо скачка потенциала на контакте зоны проникновения с неизменной частью пласта. При этом скачок адсорбционного потенциала фиксирует начальное состояние при дальнейшем развитии диффузионного процесса.

Детальность использованной модели скважины и пласта позволяет получить две оценки ПС – первоначальную величину сразу после вскрытия пласта, и второе значение через 2 - 4 недели, соответствующее развитию диффузии в области, равной удвоенному радиусу скважины. Возможно несколько вариантов описания механизма этого явления.

Сначала рассмотрим случай высокой концентрации электролита в промывочной жидкости. Можно представить, что граница между пластовым флюидом и фильтратом ПЖ продвигается вглубь пласта, телесный угол, под которым она видна из точки наблюдения, уменьшается, что приводит к уменьшению аномалии ПС.

При этом новообразованная область, которая пришла в равновесие с ПЖ, не создает внешнего поля как двойной слой постоянной мощности. ПС, как и в начальный момент, создается скачком потенциала на границе неизменного пласта с его измененной частью, только эта граница продвинулась от стенки скважины внутрь породы. Это описание удобно при вычислениях с помощью телесного угла. В случае использования интегральных уравнений целесообразно использовать другое, эквивалентное первому описание.

Согласно другому описанию первоначально сторонняя напряженность диффузии существует в тонком пограничном слое. По мере проникновения фильтрата ПЖ в пласт, мощность диффузионной зоны увеличивается, а напряженность в ней падает из-за уменьшения градиента концентрации. Когда граница неизменного пласта отодвинется достаточно далеко, градиент концентрации приблизится к нулю, зато объем области, в которой существует электродвижущая сила диффузии заметно возрастет.

Очевидно, что при том и другом описании мы должны располагать хотя бы приближенным решением диффузионной задачи для того, чтобы оценить влияние этих процессов на величину аномалии ПС. Пример такого решения приведен в предыдущем разделе. Согласно этому решению, диффузионный фронт продвинется вглубь пласта на расстояние, равное удвоенному радиусу, за две недели. Градиент концентрации и сторонняя напряженность диффузии являются величинами, зависящими от расстояния до оси скважины. При численном моделировании приходится заменять их кусочно-постоянными значениями. В упрощенной модели мощность зоны проникновения равна размеру одной элементарной ячейки, а переменная величина напряженности диффузии заменена одним средним (эффективным) значением. Оценка размеров диффузионной зоны и эффективной напряженности в ней может быть выполнена следующим образом. Разложим в ряд по малому параметру выражение для концентрации

$$C(r, t) = C_0 + (C_{\text{пж}} - C_0) \sqrt{\frac{a}{r}} \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{r-a}{2\sqrt{Dt}} \right) \approx C_0 + (C_{\text{пж}} - C_0) \sqrt{\frac{a}{r}} \cdot \left(1 - \frac{r-a}{\sqrt{\pi Dt}} \right).$$

Тогда на расстоянии $\Delta = r - a = \sqrt{\pi Dt}$ в первом приближении концентрация останется неизменной $C(\Delta, t) \approx C_0$. В линеаризованном виде в диффузионной зоне будет наблюдаться однородная сторонняя напряженность

$$E = \frac{U_{\text{адс}}}{\Delta} = \frac{U_{\text{адс}}}{\sqrt{\pi Dt}},$$

где $U_{\text{адс}}$ – адсорбционный потенциал после вскрытия пласта буровой скважиной, Δ – диффузионная длина.

Линеаризация диффузионной задачи приводит к погрешности вычисления кривой ПС. Для того, чтобы иметь представление о характере этой погрешности, выполним вычисления изменения концентрации в зоне проникновения (диффузии) на различных расстояниях в различные моменты времени. Значение коэффициента диффузии примем равным $\sim 2 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2 \cdot \text{с}^{-1}$.

На рис. 6.6 представлены кривые концентрации электролита в зоне диффузии, когда $C_{ПЖ}$ больше, чем C_0 в растворе, равновесном с пластом до его вскрытия скважиной. Здесь же приведены наклонные прямые изменения концентрации для линеаризованного случая постоянного градиента концентрации в пределах диффузионной длины.

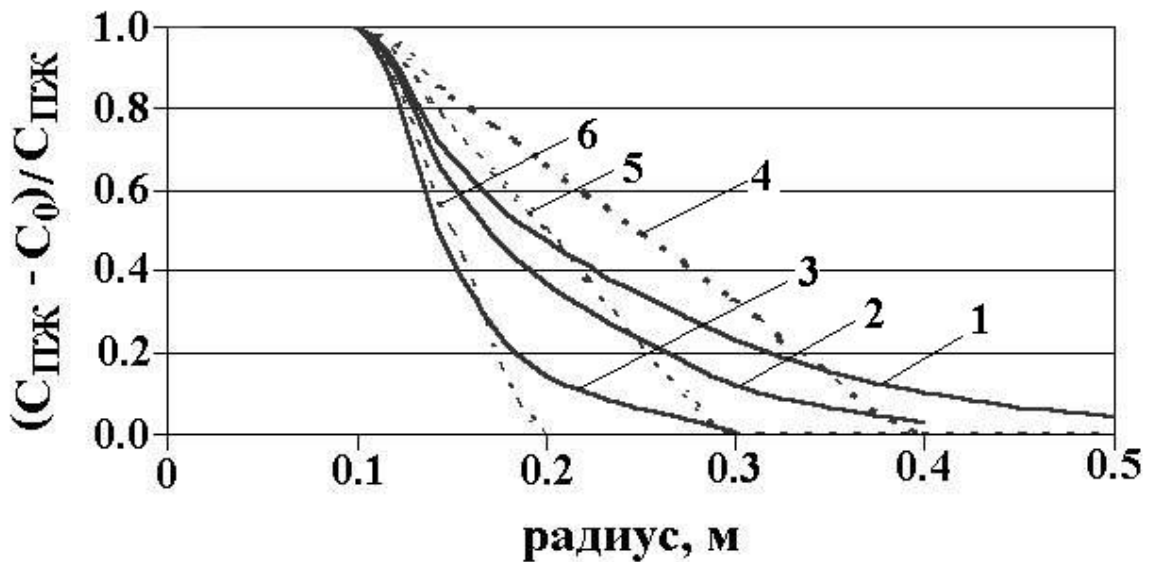


Рис. 6.6. Расчетные и линеаризованные значения концентрации на трех временах в скважине радиуса 0,1 м при величине коэффициента диффузии $2 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2 \cdot \text{с}^{-1}$ (понижающее проникновение). Цифры на кривых – продвижение фронта диффузии за: 1 – 165 суток, 2 – 75 суток, 3 – 18,5 суток, расчетные значения; 4, 5, 6 – то же, линеаризованные значения

На рис. 6.6 заметно, что в ближней зоне, которая сильнее влияет на значения потенциала ПС на оси скважины, расчетные значения градиента концентрации, а стало быть, пропорциональные им величины сторонней напряженности диффузии больше, чем линеаризованные. При этом не следует забывать, что расчет основан на формуле, приближенно описывающей начальную стадию процесса диффузии. Сценарий динамики зоны диффузии, представленный на рис. 6.6, не является единственным, и может быть не является основным. Необходимо принимать во внимание самые разнообразные возможности. Прежде всего, следует иметь в виду, что более распространенным является повышающее проникновение. Объем ПЖ в скважине и зоне

повышающего проникновения неизмеримо меньше объема пластового флюида. Поэтому при длительном выстаивании скважины следует рассмотреть процесс восстановления концентрации в зоне повышающего проникновения вследствие диффузионного переноса из глубины пласта в сторону скважины. Это направление диффузионного переноса прямо противоположно рассмотренному выше. В процессе бурения, первоначально до образования прочной глинистой корки, происходит задавливание ПЖ в проницаемый пласт, и граница неизмененного пласта перемещается вглубь не диффузионным способом. После образования глинистой корки и прекращение процесса бурения происходит размывание резкой границы диффузионным путем. На начальной стадии такого диффузионного процесса согласно результату, полученному выше,

$$C(r,t) \approx C_0 + \frac{C_0 - C_{\text{ПЖ}}}{2} \left[\operatorname{erf} \left(\frac{r-b}{2\sqrt{Dt}} \right) - \operatorname{erf} \frac{r}{2\sqrt{Dt}} \right].$$

Отсюда

$$\frac{\partial C}{\partial r} \approx \frac{C_0 - C_{\text{ПЖ}}}{2\sqrt{\pi Dt}} \left[\exp \left(-\frac{(r-b)^2}{4Dt} \right) - \exp \left(-\frac{r^2}{4Dt} \right) \right]$$

и при $r = b$

$$\frac{\partial C}{\partial r} \approx \frac{C_0 - C_{\text{ПЖ}}}{2\sqrt{\pi Dt}}.$$

Отсюда диффузионная длина

$$\Delta = 2\sqrt{\pi Dt}$$

Сторонняя напряженность диффузии пропорциональна градиенту концентрации. Данная модель развития диффузионного процесса по порядку величины совпадает с предыдущей. Различие в том, что зона максимального градиента приурочена к внешней границе зоны проникновения. Формула приближенно верна, пока градиент концентрации остается больше, чем

$$\frac{\partial C}{\partial r} \approx \frac{C_0 - C_{\text{ПЖ}}}{b},$$

т.е. в течение 4.63 суток при толщине зоны проникновения 0.1 м и в течение 18.5 суток при толщине 0.2 м.

Оценка влияния зоны диффузии выполнена в однородной среде для модели хорошо проницаемого пласта - коллектора. Зона проникновения может быть представлена одним или несколькими концентрическими слоями элементарных ячеек. Первоначальный скачок потенциала превращен в однородную стороннюю напряженность, полученную путем деления скачка на диффузионную длину Δ . В рассчитанном случае мощность зоны проникновения принята равной размеру одной элементарной ячейки. Переменная величина сторонней напряженности диффузии заменена одним средним (эффективным) значением.

Таблица 6.1

Значения поправочных коэффициентов для аномалии ПС против пласта-коллектора $h = 2d_c$ в однородной среде

Δ	$d_{3П} = d_c$	$d_{3П} = 2d_c$
$\Delta = d_c \cdot 10^{-3}$	0.871	0.6667
$\Delta = d_c \cdot 10^{-2}$	–	0.6671
$\Delta = d_c \cdot 9 \cdot 10^{-2}$	–	0.6998

Уменьшение поправки для пласта-коллектора до значения 0.6667 указывает на уменьшение аномалии (глубины минимума) для того же пласта, находящегося между двумя глинистыми пластами. По мере удаления границы неизменного пласта-коллектора от оси скважины минимум против пласта-коллектора будет убывать по абсолютной величине по сравнению со случаем отсутствия проникновения $d_{3П} = d_c$. Причина в том, что на боковой поверхности верхнего и нижнего пластов, граничащих с зоной проникновения в среднем пласте, скачок адсорбционного потенциала такой же высокий, как на границе этих пластов с промывочной жидкостью. Телесный угол, под

которым видны вмещающие пласты, по мере увеличения диаметра зоны проникновения будет увеличиваться, пока не достигнет 4π . При этом потенциал на оси скважины станет равным потенциалу вмещающих пластов. Аномалия от пласта-коллектора исчезнет.

При развитии диффузии, т.е. при увеличении диффузионной длины Δ , аномалия не уменьшается. Более того, она слабо растет по мере продвижения фронта диффузии к стенке скважины. При достижении диффузионным фронтом стенки скважины аномалия ПС достигнет экстремума (минимума), соответствующего отсутствию зоны проникновения. Таким образом, диффузия не может привести к уменьшению аномалии ПС со временем. Ее действие при понижающем проникновении прямо противоположно. Уменьшение аномалии может быть достигнуто за счет увеличения диаметра зоны проникновения, однако такой эффект мало вероятен после образования глинистой корки и прекращения промывки. Остается единственная возможность – засоление промывочной жидкости фильтратом пластового флюида после прекращения или приостановки бурения. Этот процесс в значительной мере вызван технологическими причинами. Поэтому неясно, что можно извлечь из динамики ПС для изучения свойств пласта.

6.3 Потенциал ПС в газовых скважинах

В терригенной породе в случае порового пространства, не содержащего газ, адсорбционный потенциал коллектора пропорционален логарифму отношения долей анионов и катионов, средних по сечению поры, или логарифму отношения чисел переноса анионов и катионов в пористой среде. При этом адсорбционный потенциал увеличивается при разбавлении пластового флюида и уменьшении радиуса пор. При уменьшении радиуса пор соответственно увеличивается измеряемый потенциал ПС, т.е. уменьшается аномалия ПС относительно “линии глин”, представленной наиболее дисперсным и тонко пористым веществом. При наличии газа, занимающего среднюю часть поры, для вычисления адсорбционного потенциала необходимо использовать

все приведенные выше формулы. Отличие состоит лишь в том, что при интегрировании уравнения Пуассона-Больцмана граничные условия $\varphi(r) = const$, $\partial\varphi(r)/\partial r = 0$ должны быть выполнены не в середине капилляра, а на границе газа с поровым флюидом.

Результаты таких расчетов, включающие полную насыщенность флюидом как частный случай, приведены на рис. 6.7.

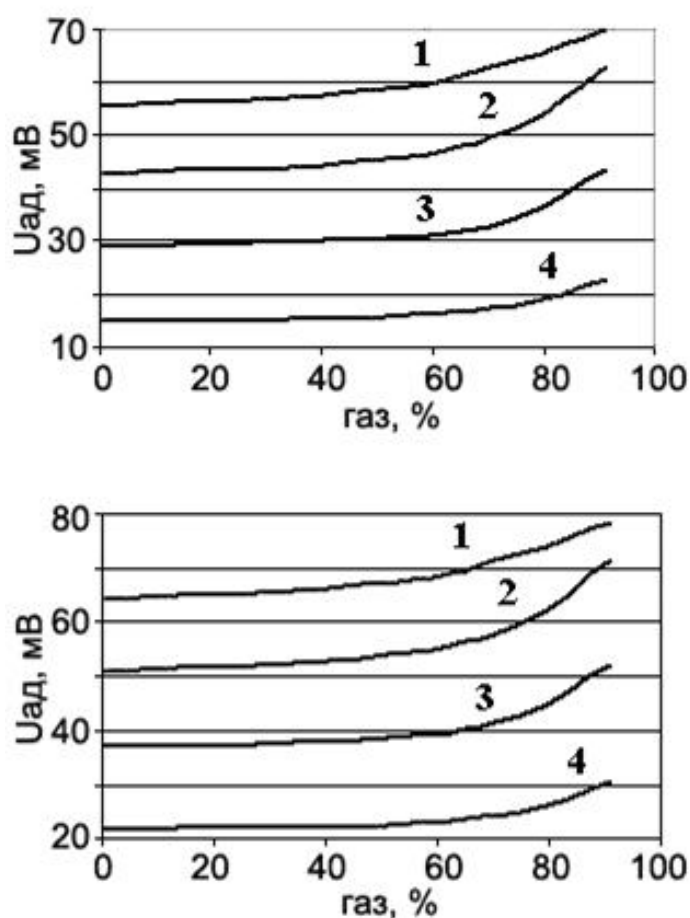


Рис. 6.7. Зависимость адсорбционного потенциала от содержания газа в порах. Вверху – без учета подвижности, внизу – с учетом подвижности. Цифры на кривых радиус пор в мкм: 1 – 0.01 мкм; 2 – 0.02 мкм; 3 – 0.03 мкм; 4 – 0.1 мкм

Наличие газа в порах породы приводит к уменьшению толщины водной фазы и эквивалентно уменьшению действующего радиуса пор. Расчеты показывают, что при содержании газа до 75% адсорбционный потенциал возрастает на 15-20%. При содержании свободного газа 90% увеличение адсорбционного потенциала составляет 25-50%. Меньшие значения относятся к высо-

кодисперсному глинистому веществу типа монтмориллонита.

Форма кривой ПС в скважине определяется в первую очередь свойствами зоны проникновения и слабо зависит от минерализации и содержания фаз в порах неизменной части пласта. Известно, что в зоне проникновения нефтяного пласта остается значительное количество нефти.

При снижении доли нефти в порах до 10-20% ее относительная проницаемость падает до нуля, и нефть перестает течь. То же самое относится к газу. Порода, содержащая «сухой» газ, пропускает газ, но не воду. В случае вытеснения газа водой 10% газа остается в порах породы всегда [27]. При воздействии на мощный пласт, в котором газонасыщенность падает с глубиной, вода предпочтительнее проникает в те участки, где начальная водонасыщенность больше. Поэтому внизу образуется обычная зона проникновения, в которой содержание газа не превышает 10%. Аномалия ПС также достигает значений, характерных для водонасыщенных алевролитов и песчаников. Выше остаточная газонасыщенность в зоне проникновения растет. Это приводит к увеличению адсорбционного потенциала, причем тем больше, чем больше радиус пор. Как следствие, кривая ПС становится менее дифференцированной. Итак, если к подошве пласта его насыщенность газом падает, адсорбционный потенциал и измеряемый потенциал ПС уменьшаются, аномалия ПС относительно «линии глин» растет.

Проиллюстрируем эти соображения примером одной из скважин Находкинского месторождения. Продуктивные отложения сеномана (рис. 6.8, ниже 1040 м) представлены алевролитами, переслаивающимися с прослоями аргиллитов и песчаников. Ступенчатой линией показаны средние значения ПС в интервале туронских глин (800-1040 м) и ниже в трех двадцатиметровых интервалах продуктивной толщи. При этом из среднего не исключались значения ПС против глинистых пропластков, иначе ступенчатая кривая получилась бы более дифференцированной. Заметно, что аномалия ПС растет по направлению к подошве продуктивной толщи. Для истолкования этого факта

воспользуемся рис. 6.7. На рис. 6.7 кривые с индексом 1 и 2 соответствуют аргиллитам, причем не самым тонким, поскольку выше по разрезу в отложениях турона значения ПС составляют кое-где 80-85 мВ. Примем для них содержание газа 0 % и величину адсорбционного потенциала 65-70 мВ. Кривые с индексами 3 и 4 соответствуют алевролитам и алевролитистым песчаникам.

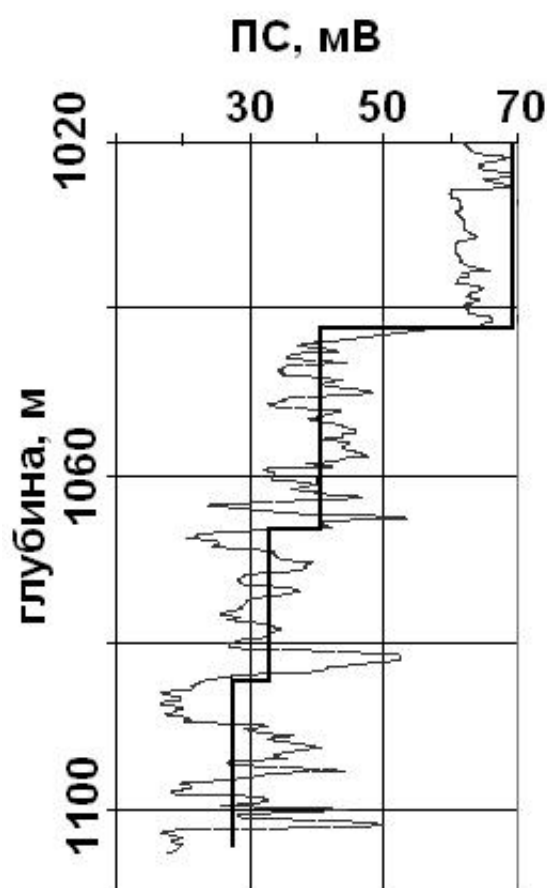


Рис. 6.8. Диаграмма ПС в продуктивном интервале газовой скважины. Ступенчатая линия – средние значения в интервалах

При содержании газа более 90% значения адсорбционного потенциала могут составлять 40 мВ, при 80% – 32-35 мВ, при 50% и менее – 27-25 мВ или еще меньше. Эти значения примерно соответствуют ступням на рис. 6.8.

Этот сценарий не является единственным и не исчерпывает ситуаций, возникающих из-за разнообразия гранулометрического состава коллекторов. Однако рассмотренная теория, по нашему мнению, позволяет внести некоторую определенность в проблему ПС в газовых скважинах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования наметили определенные перспективы для более успешного использования метода ПС, связанные с корректировкой подходов к обработке материалов и с привлечением данных лабораторных измерений ПС. При этом, по мнению авторов, резервом для улучшения корреляции ФЕС и ПС является приведение диаграмм ПС к единому уровню на основе со сравнительного изучения ПС образцов из покрышки на лабораторной установке. С этой же целью следует расширить литологическое изучение аргиллитов покрышки с привлечением современных методов исследования минерального состава и структуры. Целесообразно использовать также прямую корреляцию между параметрами ПС и удельной продуктивностью пластов. В работе рассмотрены практически все аспекты теории и практики каротажа ПС и предложены оригинальные подходы, которые позволяют надеяться на повышение эффективности метода.

Авторы считают приятным долгом выразить благодарность коллегам геофизикам и геологам, содействующим выполнению работы по этой теме и выходу данной монографии: академику РАН, д.т.н. Эпову М.И., д.ф.-м.н. Ельцову И.Н., зам. ген. директора Управления Региональной Технологии компании ЛУКОЙЛ, к.г.-м.н. Федорову Ю.Н., начальнику отдела ОПП ООО «КогалымНИПИНефть», к.ф.-м.н. Кузьмичеву О.Б., сотрудникам ГТЭ «Урайнефтегаз» Казанцевой С.М. и Трунаевой Р.В., сотрудникам ООО «Геофизсервис» Гузееву С.А. и Свечникову Л.И., профессору УГГУ, д.г.-м.н. Алексееву В.П.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллин Р.А. Структура порового пространства пород-коллекторов продуктивного горизонта // Геологическое строение и особенности разработки нефтяных месторождений Шаимского района. Труды Гипротюменьнефтегаз. Вып. 29. Тюмень, 1971. С 3-9.
2. Алексеев В.П., Кормильцев В.В., Ратушняк А.Н., Федоров Ю.Н. Отчет по договору “Исследование диффузионно-адсорбционных свойств пород с целью совершенствования методики определения подсчётных параметров на примере продуктивных пластов Тальникового и Сыморьяхского месторождений ШНГР”. Фонды ООО Геофизсервис, Урай, 2003.
3. Алексеев В.П. Литология. Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2001. 250 с.
4. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. М.: Недра, 1986. 160 с.
5. Грим Р.Э. Минералогия и практическое использование глин. М.: Мир, 1967. 512 с.
6. Гузеев С.А., Кормильцев В.В. Определение адсорбционного потенциала через характеристики двойного слоя // Уральский геофизический вестник, №6. Екатеринбург, 2004. С. 22-28.
7. Гузеев С.А., Кормильцев В.В., Ратушняк А.Н., Свечников Л.И. Заявка № 2004106364/28 (006722) «Способ лабораторного определения спонтанной поляризации (ПС) образцов горных пород и устройство для его осуществления». МКИ G 01 V 3/18. Екатеринбург, 2006. 11.02.2004.
8. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов исследований разрезов скважин. Изд. 2-ое. М.: Гостоптехиздат, 1962. 547 с.
9. Жаворонкова В.В., Кормильцев В.В., Поздняков М.В. Эксперименталь-

ные данные о потенциалах течения. // Геофизические методы поисков и разведки. Межвузовский тематический сборник, вып.6. Свердловск: Изд. СГИ, 1980. С.22-24.

10. Жаворонкова В.В., Кормильцев В.В. Результаты изучения электрокинетического потенциала методом потенциалов течения // Механо-электрические явления во влажных горных породах. Свердловск: Изд. УНЦ АН СССР, 1982. С.32-35.
11. Жаворонкова В.В. Экспериментальные данные о потенциалах и токах течения // Электрометрические исследования по методу естественного поля. Свердловск: Изд. УНЦ АН СССР, 1986. С.21-23.
12. Жаворонкова В.В., Кормильцев В.В., Медведева М.А. Влияние концентрации бинарного электролита на дзета-потенциал для модели течения жидкости в цилиндрическом капилляре // К теории электрокинетических явлений в пористых горных породах. Свердловск: 1991. С.2-5. Деп в ВИНТИ №3931-В91. 11.10.1991 г.
13. Зубков М.Ю., Печеркин М.Ф. Литолого-петрофизическая база для создания методики определения подсчетных параметров пород-коллекторов доюрского комплекса Шаимского района по данным ГИС (Западная Сибирь) // Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района. Урай-Тюмень: ТПП "Урайнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь", 2002. С.107-132.
14. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин, 2-е изд. М.: Недра, 1987. 375 с.
15. Канторович Л.В., Крылов В.И. Приближенные методы высшего анализа. М.-Л.: Физматгиз, 1962. 708 с
16. Кобранова В.Н. Петрофизика. М.: Недра, 1986. 392 с
17. Коваленко Р.В. Оценка перспектив нахождения нефтегазоносных залежей в отложениях палеозоя Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения на основе гидрогеохимических критериев // Проблемы

нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности. Материалы первой научно-практической конференции, г. Когалым, 17-18 декабря 2001 г., кн.1. Когалым: 2001. С. 46-51.

18. Кормильцев В.В. Переходные процессы при вызванной поляризации (теория и применение в геофизике). М.: Наука, 1980. 112 с.
19. Кормильцев В.В. Электрокинетические явления в пористых горных породах. Екатеринбург: УНЦ АН СССР, 1995. 48 с. Деп. в ВИНТИ №195-В95. 23.01.1995 г.
20. Кормильцев В.В., Ратушняк А.Н. Моделирование геофизических полей при помощи объемных векторных интегральных уравнений, 2-е издание. Екатеринбург: Изд. УрО РАН, 2000. 98 с.
21. Кормильцев В.В., Кузьмичев О.Б., Ратушняк А.Н., Гузеев С.А. Физико-химическая теория ПС в газовых скважинах // Тезисы VII конференции «Новые идеи в науках о Земле». МГРИ-МГГРУ. М.: 2005. С.293-298.
22. Кормильцев В.В., Хачай О.А. Механо-электрические явления во влажных горных породах // Механо-электрические явления во влажных горных породах. Свердловск. УНЦ АН СССР, 1982. С.3-31.
23. Краткий справочник физико-химических величин. Изд. 9-ое. С.-Пб.: Специальная литература, 1999. 232 с.
24. Кузьмин Ю.А., Калашников О.В., Анпенев С.В. Структурно-компонентная модель юрских микрослоистых коллекторов и оценка пористости методами промысловой геофизики // Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазонального района. Урай-Тюмень: ТПП "Урайнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь", 2002. С. 133-149.
25. Кузьмичев О.Б., Ливаев Р.З., Баймухаметов Б.С. Особенности интерпретации данных ПС при исследовании тонкослоистых разрезов терригенных отложений Западной Сибири // Проблемы нефтегазового комплекса

- Западной Сибири и пути повышения его эффективности. Материалы первой научно-практической конференции, г. Когалым, 17-18 декабря 2001 г., кн.1. Когалым: 2001. С. 152-157.
26. Кузьмичев О.Б., Баймухаметов Д.С., Коржик В.И. Методика и программа комплексной интерпретации каротажа ПС и электрометодов ГИС для старого фонда скважин // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Седьмая научно-практическая конференция. Том 2. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2004. С. 226-233.
 27. Леворсен А.И. Геология нефти. М.: Гостоптехиздат, 1958. 487 с.
 28. Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород с основами методики исследования. М.: Высшая школа, 1984. 414 с.
 29. Мальшаков А.В., Ефимов В.А., Кузьмин Ю.А., Качкин, А.А. Повышение достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств микрослоистых коллекторов Шаимского района по данным геофизических исследований скважин // Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района. Урай-Тюмень: ТПП "Урайнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь", 2002. С. 161-168.
 30. Набиуллина С.С. Отчет по договору «Обоснование уравнения связи параметра собственной поляризации с продуктивностью коллекторов тюменской свиты Ловинского и Западно-Ловинского месторождений». Тюмень, 1990. 24 с. (Фонды ЦГЭ ТПП Урайнефтегаз).
 31. Нейман Л. Р., Калантаров П.Л. Теоретические основы электротехники. Изд. 5 – ое.. М. – Л.: Госэнергоиздат, 1959. 232 с.
 32. Овчинников И.К. Теория поля. М.: Недра, 1979. 352 с.
 33. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 2000. 238 с.
 34. Полубаринова-Кочина П.Я. Теория движения грунтовых вод. М.: Наука, 1977. 664 с.

35. Прудников А.П., Брычков Ю.А., Маричев О.И. Интегралы и ряды. Специальные функции. М.: Наука, 1983. 752 с.
36. Скорчеллетти В.В. Теоретическая электрохимия. Изд. 4-ое. Л.; Химия, 1974. 508 с.
37. Тамм И.Е. Основы теории электричества. М.: Наука. 1989. 504 с.
38. Фридрихсберг Д.А. Курс коллоидной химии. Л.: Химия, 1974. 352 с.
39. Харченко С.И., Каримова Э.А. Зависимости фильтрационно-емкостных свойств от структурно-вещественных параметров пород пласта Ю1 Восточно-Придорожного месторождения // Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности. Материалы первой научно-практической конференции, г. Когалым, 17-18 декабря 2001 г., кн.1. Когалым: 2001. С. 32-28.
40. Эпов М.И., Ельцов И.Н., Петров А.Н., Каюров К.Н., Глебочева Н.К. Исследования в нефтегазовых скважинах методом ВЭМКЗ // Международная геофизическая конференция "300 лет горно-геологической службе России", С-Пб.: 2 - 6 октября 2000 г. Тезисы докладов. С.216-220.
41. Revil A., Pezard P.A., Glover P.W.I. Streaming potential in porous media. 1. Theory of zeta potential. Journal of Geophysical Research, 1999, v.104, No.B9, p.p. 20021-20031.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. ЭЛЕМЕНТЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ ПС. ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ АД-СОРБЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА НА ЛИНИИ ГЛИН	5
1.1 Принципы теоретического расчета диффузионно-адсорбционных потенциалов на основе гранулометрического состава, свойств фильтрата пластового флюида и промывочной жидкости.	5
1.2. Адсорбционный потенциал глинистых пород и потенциал ПС на линии глин	24
ГЛАВА 2. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ ПС	30
2.1. Установка и методика лабораторных исследований диффузионно-адсорбционных потенциалов	30
2.2. Результаты испытаний	35
2.3. Изучение связей между ПС и коэффициентом пористости по лабораторным измерениям ПС на образцах	40
2.4. О точности определения коэффициентов пористости и проницаемости по данным каротажа ПС	51
ГЛАВА 3. РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ КАРОТАЖА ПС ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ	56
3.1. Изучение связей между ПС и коэффициентом пористости по первичным каротажным диаграммам	56
3.2. О причинах, вызывающих нарушение корреляции между ПС и фильтрационно-емкостными свойствами	68
3.3. Изучение связей между ПС и коэффициентом проницаемости	74
3.4. Способ определения коэффициента проницаемости по параметру $\alpha_{ПС}$	78

ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ МЕЖДУ ПРОДУКТИВНОСТЬЮ, ГИДРОПРОВОДНОСТЬЮ И ПАРАМЕТРАМИ ПС ПЛАСТОВ	83
4.1. Факторы, осложняющие корреляционные связи	83
4.2. Некоторые положения теории фильтрации	88
4.3. Исследование корреляционных связей между удельной продуктивностью, удельной гидропроводностью и параметрами ПС пластов на нефтяных месторождениях	93
ГЛАВА 5. ВЫЧИСЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛА ПС НА ОСИ СКВАЖИНЫ	100
5.1 Модель среды, нормальное поле и интегральное уравнение для адсорбционного потенциала	100
5.2. Вычисления потенциала ПС в декартовых координатах	106
5.3. Вычисления потенциала ПС при осевой симметрии в цилиндрических координатах	116
ГЛАВА 6. ОСОБЕННОСТИ КАРОТАЖА ПС В НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ	129
6.1 Потенциалы течения, диффузии и адсорбции	129
6.2. Динамика аномалии ПС в скважине	146
6.3. Потенциал ПС в газовых скважинах	152
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	156
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	157

Научное издание

**Валерий Викторович Кормильцев
Александр Николаевич Ратушняк**

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ
СПОНТАННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ ГОРНЫХ ПОРОД
В НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ**

Рекомендовано к изданию Ученым советом
Института геофизики и НИСО УрО РАН

ЛР № 020764 от 24.04.98 Г.

Редактор **Ю.Б. Корнилов**
Технический редактор **Е.М.Бородулина**
Корректор **Г.Н. Старкова**
Компьютерная верстка **Н.С. Глушковой**

НИСО УрО РАН № 13(07) – 272. Сдано в набор 12.03.07.
Подписано в печать 14.06.07. Формат 60x84 1/16. Бумага
типографская. Печать офсетная. Усл. печ. л. 8,75. Уч.-изд. л. 10.
Тираж 200. Заказ 139.

Оригинал-макет изготовлен в РИО УрО РАН.
620219, г. Екатеринбург, ГСП-169, ул. Первомайская, 91.