

*Определение подсчетных параметров сложно построенных, в том числе
низкоомных, терригенных коллекторов Западной Сибири
по данным исследования керна и переинтерпретации ГИС
для оперативной оценки запасов углеводородов*

**XI научно-практическая конференция «Математическое моделирование и компьютерные технологии
в процессах разработки месторождений», ЗАО «Нефтяное хозяйство», 15-16 мая 2018 г., г. Уфа**

**Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени**

Докладчик:

Кузьмичев О.Б.,

**начальник управления ГМ и ОПЗ по
месторождениям Западной Сибири
Центра ГМ и ПЗ, канд. физ.-мат. наук**



При представлении материалов геологического моделирования и подсчета запасов УВ в ФБУ «ГКЗ РФ» приняты два способа оценки коэффициента нефтегазонасыщенности [1]:

1. В первом (основном) способе в качестве петрофизической основы используются зависимости Дахнова-Арчи между относительным сопротивлением и пористостью ($P_{\pi}=f(K_{\pi})$) и параметром насыщенности (коэффициентом увеличения сопротивления) и водонасыщенностью ($P_{\pi}=f(K_b)$), построенные по представительным результатам анализов керна.
2. Альтернативным вариантом определения коэффициента нефтенасыщенности является использование связи между удельным электрическим сопротивлением пласта ρ_{π} и его объемной влажностью (W), обоснованной результатами анализа керна и каротажа в скважинах, пробуренных с использованием промывочной жидкости на не фильтрующейся основе (РНО).

Обе эти методики напрямую включают удельное электрическое сопротивление нефтенасыщенного пласта, которое может быть занижено в силу различных причин (из-за присутствия в пласте сульфидов железа, окислов и железистых пленок на поверхности пор и нефтяных капель, межслоевых катионов и т.д.). Соответственно, коэффициент нефтенасыщенности, определенный по этим методикам, также будет заниженным. В таких коллекторах, определенных по интерпретации ГИС как «водонасыщенные» при испытаниях получают значительные притоки нефти или нефти с водой.

В тех случаях, когда по тем или иным причинам сложно найти удельное сопротивление пласта и учесть влияние на ρ_{π} , рекомендуется для оценки коэффициента $K_{НГ}$ использовать данные метода собственной поляризации [2]. На возможность использования метода потенциалов собственной поляризации для определения $K_{во} = 1 - K_{НГ}$ глинистых коллекторов указывалось В.Н. Дахновым, В.Н. Кобрановой, Б.Ю. Вендельштейном и Д.А. Шапиро [2]. Необходимо отметить, что указанный способ определения коэффициента нефтегазонасыщения применим только для глинистых нефтегазоносных коллекторов, в которых содержание остаточной воды контролируется величиной глинистости.

1. Петерсилье В.Н. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ Тверьгеофизика, 2003. – 261 с.
2. Е.И. Леонтьев. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами/ Е.И. Леонтьев, Л.М. Дорогиницкая, Г.С. Кузнецов, А.Я. Малыхин. - М.: Недра, 1974, - 240 с.

Методика оценки подсчетных параметров сложно построенных, в том числе низкоомных, терригенных коллекторов Западной Сибири



Для оценки подсчетных параметров ($h_{эфф}$, K_p , $K_{нг}$) сложно построенных, в том числе низкоомных коллекторов, была разработана оригинальная методика:

1. Выделение в разрезе пластов-коллекторов и определение их толщин.

1.1. Определение границ пласта, проницаемых и непроницаемых прослоев.

1.2. Расчет толщины слоистого пласта и толщин и, проницаемых и непроницаемых прослоев, соответственно.

2. Оценка УЭС зоны проникновения и пласта.

3. Расчет статического потенциала:

- Расчет поправки в кривую ПС

- Расчет статического потенциала с учетом статических потенциалов вмещающих пластов

4. Оценка коэффициента пористости.

5. Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности пластов.

5.1. Оценка удельного электрического сопротивления (минерализации) пластовых вод ρ_B по статическому потенциалу $E_{ПС}$.

5.2. Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности пластов:

I) по стандартной методике Дахнова-Арчи ($P_n = f(K_n)$ и $(P_n = f(K_v))$);

II) через объемную влажность W с использованием рассчитанного значения статического потенциала $E_{ПС}$.

Критерием нефтенасыщенности, интерпретируемого по ГИС, пласта является:

1. превышение коэффициента нефтенасыщенности, определенного по методике (II), над коэффициентом нефтенасыщенности, определенного по стандартной методике (I) (слабое условие);

2. значение коэффициента нефтенасыщенности, определенного по методике (II), больше или равно 50% (сильное условие).



ЛУКОЙЛ

1. Выделение в разрезе пластов-коллекторов и определение их толщин



1.1. Определение границ пласта, проницаемых и непроницаемых прослоев

Границы пластов устанавливаются по экстремальным значениям первой производной потенциала ПС $U'_{\text{ПС}}$ и уточняются по нулям второй производной потенциала ПС $U''_{\text{ПС}}$.

1.2. Расчет толщины слоистого пласта H и толщин $h_{\text{песч}}$ и $h_{\text{глин}}$, проницаемых и непроницаемых прослоев соответственно

Точкам перегиба кривой ПС соответствуют экстремумы кривых градиентов потенциала ПС, причем песчаникам в кровле пласта соответствует переход от минимума к максимуму, а глинам, наоборот – от максимума к минимуму (в направлении увеличения глубины). Данное обстоятельство позволяет рассчитывать толщины прослоев по следующим формулам:

$$h_{\text{песч}} = z_{\text{max}}(U'_{\text{ПС max}}) - z_{\text{min}}(U'_{\text{ПС min}}), \text{ для толщины песчаного прослоя};$$

$$h_{\text{глин}} = z_{\text{min}}(U'_{\text{ПС min}}) - z_{\text{max}}(U'_{\text{ПС max}}), \text{ для толщины глинистого прослоя}.$$

Здесь $z_{\text{min}}(U'_{\text{ПС min}})$ – текущая глубина, соответствующая минимальному (отрицательному) значению градиента потенциала ПС $U'_{\text{ПС min}}$; $z_{\text{max}}(U'_{\text{ПС max}})$ – текущая глубина, соответствующая максимальному (положительному) значению градиента потенциала ПС $U'_{\text{ПС max}}$.

Кроме того, для выделения коллекторов используются прямые и косвенные качественные признаки, количественные критерии. Плотные прослои выделяются по данным методов ГК и ННКт.



ЛУКОЙЛ



2. Оценка УЭС зоны проникновения и пласта

Оценка $\rho_{зп}, \rho_{п}, \frac{D_{зп}}{d_c}$ и $\rho_{п}$, проницаемых и непроницаемых прослоев, соответственно, осуществляется согласно «Методике определения УЭС прослоев в слоистых пластах» [5, 6] в результате интерпретации комплекса БКЗ-БК-ИК.

Для оценки $\rho_{зп}, \rho_{п}, \frac{D_{зп}}{d_c}$ в условиях тонкослоистого разреза при не очень глубоких зонах проникновения могут быть также использованы результаты интерпретации метода ВИКИЗ [7].

Для определения УЭС пласта $\rho_{п}$ можно использовать приближение Доля в следующем виде (для невысоких частот возбуждаемого электромагнитного поля):

$$\begin{cases} \sigma_K^{ИК} = \sigma_c Q_c + \sigma_{зп} Q_{зп} + \sigma_{п} Q_{п} \\ Q_c + Q_{зп} + Q_{п} = 1 \end{cases},$$

откуда, после внесения поправки за скин-эффект и перевода удельной электрической проводимости σ в удельное электрическое сопротивление (УЭС) ρ , получаем для УЭС пласта $\rho_{п}$ следующее выражение:

$$\rho_{п} = \frac{(1 - Q_c - Q_{зп}) \rho_K^{ИК} \rho_c \rho_{зп}}{\rho_c \rho_{зп} - \rho_K^{ИК} \rho_{зп} Q_c - \rho_c \rho_K^{ИК} Q_{зп}}. \quad (1)$$

Здесь Q_c и $Q_{зп}$ - геометрические факторы скважины и зоны проникновения, соответственно, рассчитываемые по формуле А.А. Кауфмана:

$$Q_i \left(\frac{L}{r_i} \right) = 1 - \frac{2L}{\pi \cdot r_i} \int_0^{\infty} \frac{m}{2} \left[2K_0(m)K_1(m) - m(K_1^2(m) - K_0^2(m)) \right] \cos\left(\frac{L}{r_i} m\right) dm,$$

где $K_0(m), K_1(m)$ - функции Макдональда; индекс i - для скважины равен C , а для зоны проникновения - $ЗП$. Учитывая сложность расчета величин Q_c и $Q_{зп}$, нами составлена компьютерная программа для их расчета.

В формуле (1) УЭС бурового раствора ρ_c определяем по существующим стандартным методикам [5, 8]. При отсутствии возможности оценки $\rho_{зп}$ по БКЗ в качестве УЭС зоны проникновения можно использовать показания метрового градиент-зонда БКЗ, после внесения поправки за скважину, или показания потенциал-зонда, после внесения поправок за скважину и толщину пласта.

Удельное электрическое сопротивление слоистого пласта $\rho_{п}$, суммарная толщина прослоев которого превышает 1,5 м, также может быть рассчитано по изорезистивной методике [5] или по программе ЭКАР [9] для пласта в целом и затем скорректировано с учетом слоистости пласта.



ЛУКОЙЛ



3. Расчет статического потенциала $E_{пс}$

3.1. Расчет поправки $v_{пс}$ в кривую ПС

Используя численное решение прямой задачи каротажа ПС интегро-интерполяционным методом с разделением переменных [3] для пласта ограниченной толщины с зоной проникновения, нами был разработан алгоритм и программа расчета поправок в кривую ПС при различных значениях $\frac{\rho_{зп}}{\rho_c}, \frac{\rho_{п}}{\rho_{зп}}, \frac{\rho_{вм}}{\rho_c}, \frac{D_{зп}}{d_c}$ и относительных толщинах пластов $\frac{h}{d_c}$ от 2 до 40 для преобразования кривой $U_{пс}$ в кривую $E_{пс}$.

3.2. Расчет статического потенциала $E_{пс}$ с учетом статических потенциалов вмещающих пластов

Для введения поправки в значение потенциала ПС против тонкого пласта алгоритм должен быть уточнен с целью учета потенциалов вмещающих пластов. В общем случае, для статического потенциала $E_{пс}^{(i)}$ i – го прослоя относительно потенциалов вмещающих прослоев имеем следующее выражение [3]:

$$E_{пс}^{(i)} = \frac{U_{пс}^{(i)}}{v_{пс}^{(i)}} - \frac{1 - v_{пс}^{(i)}}{v_{пс}^{(i)}} \left(\frac{E_{пс}^{(i-1)} + E_{пс}^{(i+1)}}{2} \right), \quad (2)$$

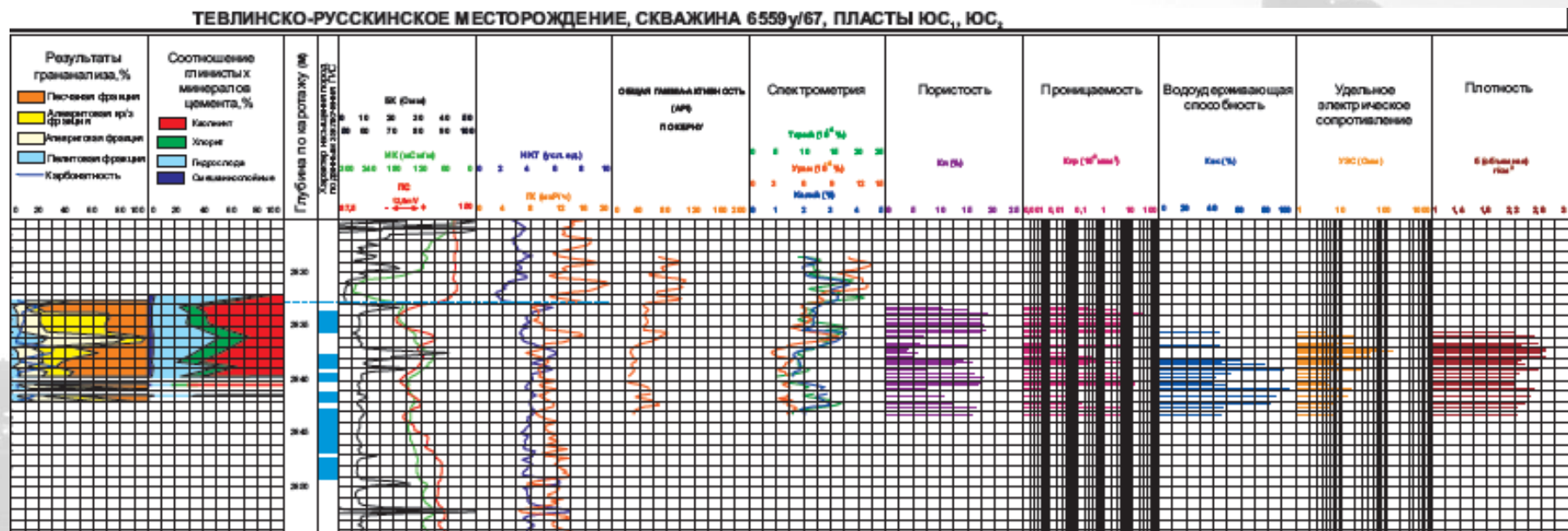
где i – номер прослоя, $v_{пс}^{(i)}$ – поправка за $h, \frac{\rho_{вм}}{\rho_c}, \frac{\rho_{зп}}{\rho_c}, \frac{\rho_{п}}{\rho_{зп}}, \frac{D}{d}$ для i -го прослоя.

Если $v_{пс}^{(i)} \approx 1$ (пласт мощный), то $E_{пс}^{(i)} \approx \frac{U_{пс}^{(i)}}{v_{пс}^{(i)}}$.

Профильные измерения на керне методом элементарной гамма-спектрометрии



Для привязки керна к измерениям ГИС используются профильные измерения на керне методом элементной гамма-спектрометрии, учитывающие, что глинистые прослои более радиоактивны, чем песчаные, и обладают различным процентным содержанием калия, тория и урана. На рисунке приведен пример использования данных замеров элементной гамма-спектрометрии на керне юрских пластов скв. 6559у/67 Тевлинско-Русскинского месторождения.





ЛУКОЙЛ



4. Оценка коэффициента пористости K_D

Для определения коэффициента пористости K_D строится зависимость типа «кern-ГИС» $K_D = f(E_{ПС})$, причем K_D определяется по керновым данным, а параметр $E_{ПС}$ рассчитывается с введением всех необходимых поправок по методике, изложенной выше. Пример полученной зависимости представлен на рисунке 1. Величина K_D в данном случае рассчитывается по уравнению: $K_D = 0.00003 E_{ПС}^3 - 0.004 E_{ПС}^2 + 0.25 E_{ПС} + 8.8$.

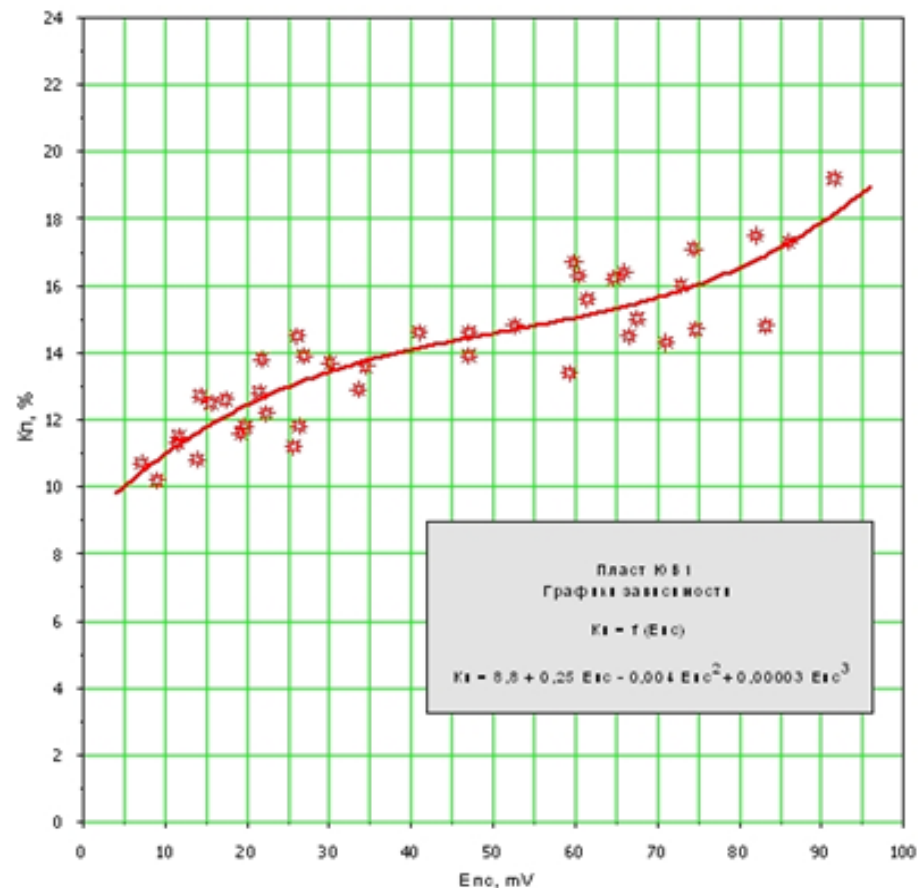


Рис. 1 – Оценка коэффициента пористости K_D по зависимости $K_D = f(E_{ПС})$

Пористость может быть также определена по методам пористости: НК, ГТК-П, АК.



ЛУКОЙЛ

5. Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности пластов



5.1. Оценка удельного электрического сопротивления (минерализации) пластовых вод ρ_B по статическому потенциалу $E_{ПС}$.

Одной из методик определения УЭС пластовой воды по $E_{ПС}$, является метод Silva-Bassiouni [10], представленный в виде палетки (рис. 2).

Процедура использования этой палетки следующая.

Входим в палетку по оси ρ_* со значением, например, 0,25 Ом·м и проводим горизонтальную линию до пересечения с кривой, соответствующей температуре пласта, например, 93 °С. От точки пересечения опускаем вертикаль на ось $E_{ПС}$. Находим $E_{ПС} = 155$ мВ. Найденное значение $E_{ПС} = 155$ мВ складываем со значением статического потенциала пласта, например, 80 мВ и получаем 75 мВ. От найденной точки проводим вертикаль до пересечения с кривой, соответствующей температуре пласта, а затем от точки пересечения проводим горизонталь до точки пересечения с осью ρ_B и находим значение $\rho_B = 0,034$ Ом·м.

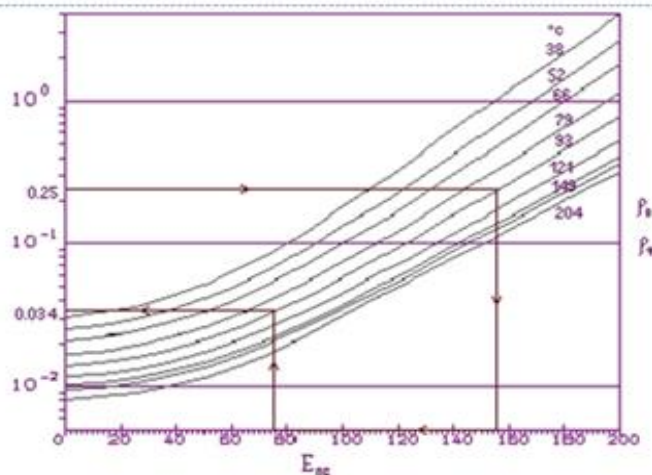


Рис. 2 – Палетка для определения УЭС пластовой воды по методу Silva-Bassiouni (здесь $E_{ПС}$ – амплитуда статического потенциала ПС относительно “линии глин”)

Таблица 1

Оценка УЭС пластовой воды по ПС

Номер скв.	Кровля, м	Подोшва, м	Пласт	Температура, °С	ρ_c , Ом·м	$\Delta E_{ПС}$, мВ	ρ_B , Ом·м
2740	1835,7	1838	АВ	63	1,98	89,5	0,126
3433	2317	2321,3	БВ	82	2,38	99,5	0,107
2680	2584,3	2586,3	Ачим	91	1,3	94,5	0,098
2565	2645,6	2647,4	Юра	93	0,88	81,5	0,0795

Расчет удельного электрического сопротивления пластовой воды по методу Silva-Bassiouni, а также по методике Шлюмберже [11], включен в комплекс программ обработки и совместной интерпретации данных каротажа ПС и методов электрометрии скважин (табл. 1).

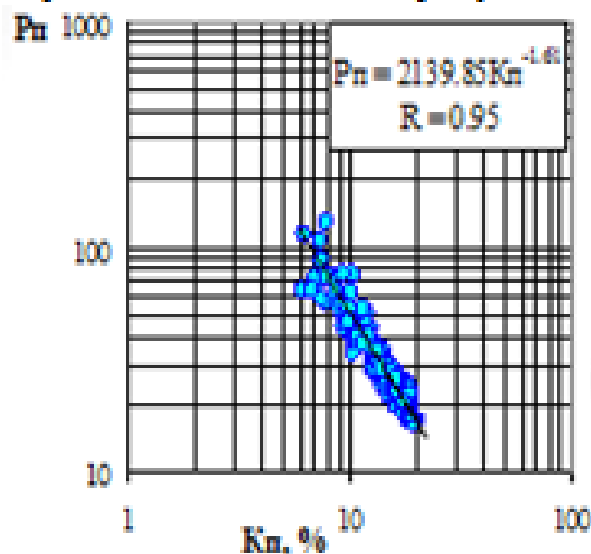
5. Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности пластов

1) Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов по Дахнову-Арчи

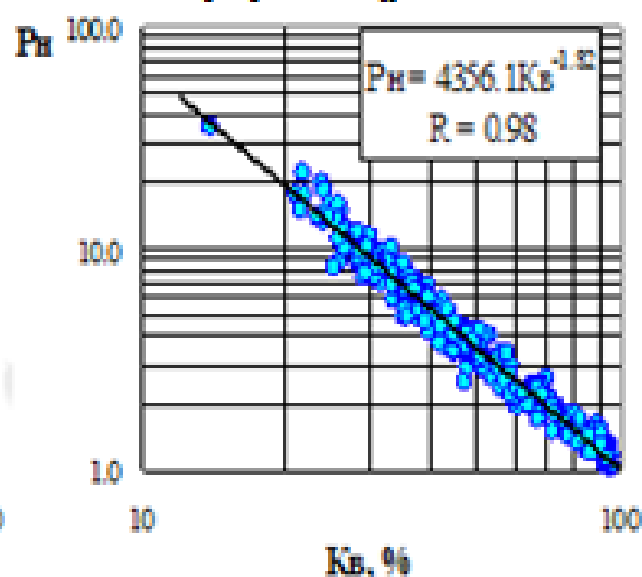


Коэффициент нефтегазонасыщенности может быть рассчитан по стандартной методике Дахнова-Арчи (I) или через объемную влажность с использованием рассчитанного значения статического потенциала $E_{ст}$ (II).

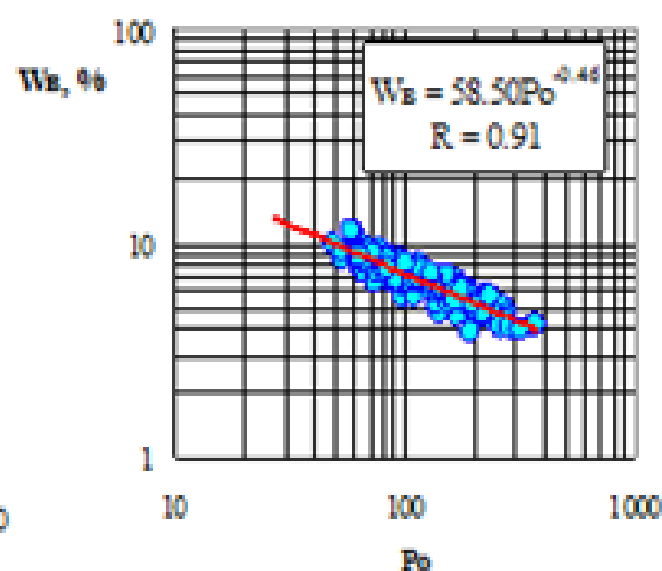
I) Расчет величин коэффициентов водонасыщенности осуществляется по синтетической формуле типа $K_s = \left(\frac{a-b}{K_n} \frac{\rho_s}{\rho_n} \right)^{1/n}$, полученной из зависимостей типа «жарн – ГИС»: $P_n = \rho_n / \rho_s = \frac{a}{K_n^n}$ и $P_n = \rho_n / \rho_{ст} = \frac{b}{K_s^n}$, сопоставленных через параметр $\rho_{ст}$. Удельное электрическое сопротивление пластовой воды ρ_s определяется по результатам анализа проб пластовой воды или оценивается по методу ПС (п. 5.1). Коэффициент нефтегазонасыщенности продуктивного коллектора равен $K_H = 1 - K_s$.



а)



б)



в)

Зависимости параметра пористости (P_n) от коэффициента пористости (K_n) (а), коэффициента водонасыщенности (K_s) от параметра насыщения (P_n) (б) и относительного параметра (P_o) от объёмного влагосодержания (W_b) (в) для пласта ЮВ, Юккун-Ёганского и Марталлеровского месторождений (электрометрия Северо-Покачевского месторождения)

5. Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности пластов

II) Оценка коэффициента нефтегазонасыщенности сложно построенных, в том числе низкоомных, коллекторов



II) Используя данные исследования керна, рассчитываем значение объемной влажности $W = K_{\sigma} \cdot K_{\sigma\sigma}$. Строим зависимость «керна-ГИС» $W = f(E_{\sigma\sigma})$ (см. рисунки ниже). В конечном итоге, коэффициент нефтегазонасыщенности продуктивного коллектора равен $K_{\sigma} = 1 - W/K_{\sigma} [4]$.

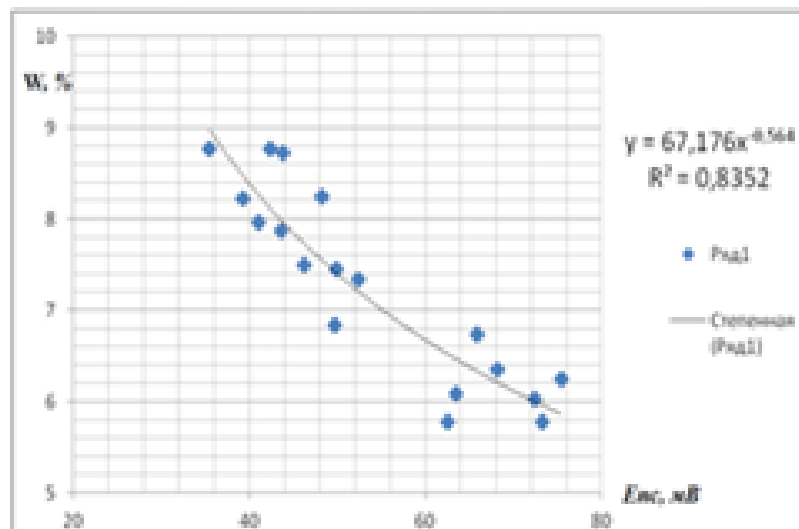


График зависимости $W = f(E_{\sigma\sigma})$ пласта ЮВ₁
Юзун-Еганского месторождения

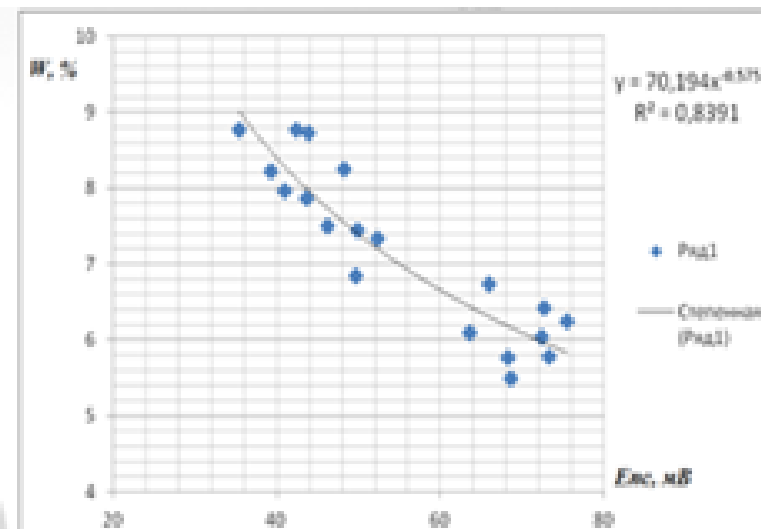


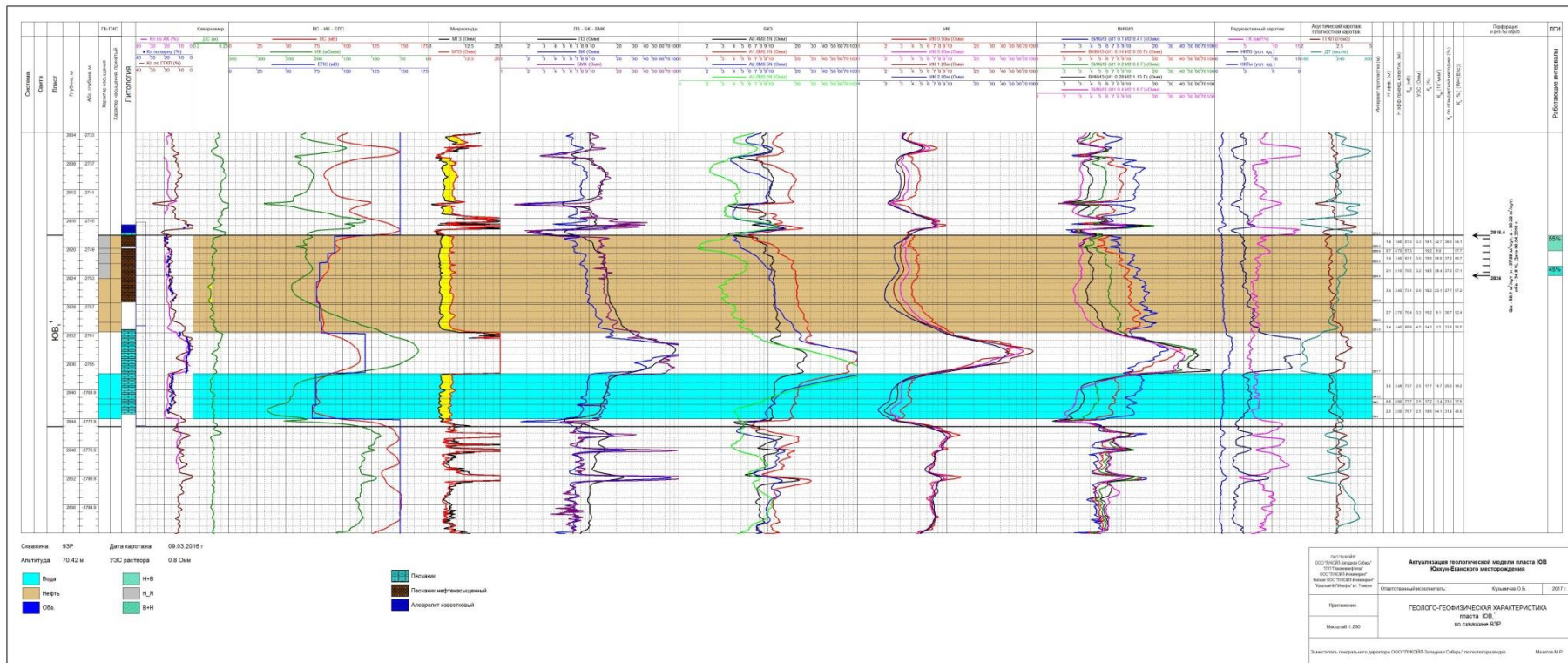
График зависимости $W = f(E_{\sigma\sigma})$ пласта ЮВ₁
Марталперовского месторождения

Критерием нефтенасыщенности интерпретируемого по ГИС пласта является:

1. Превышение коэффициента нефтенасыщенности, определенного по методике (II), над коэффициентом нефтенасыщенности, определенного по стандартной методике (I) (слабое условие).
2. Значение коэффициента нефтенасыщенности, определенного по методике (II), больше или равно 50 % (сильное условие).

*Примеры использования методики
для оперативных подсчетов запасов*

Юккун-Ёганское месторождение, скв. 93р
Интерпретация перспективных на нефть и газ интервалов





ЛУКОЙЛ

Юккун-Ёганское месторождение

Таблица интерпретации данных ГИС



Таблица результатов интерпретации ГИС по методике Дахнова-Арчи (стандартная методика) и зависимости объемной влажности от статического потенциала самопроизвольной поляризации (юрские пласты Юккун-Ёганского месторождения)

№ скважины	Пласт	ZK, м	ZP, м	ZKA, м	ZPA, м	Нэф, м	Нэф.в, м	Епс, мВ	Рп, Ом/м	Кп., %	Кпр, мД	Кв (станд. методика)	Кв (станд. методика)	Кв (W=f(Eпс))	Кв (W=f(Eпс))	Насыщение по ГИС
91Р	ЮВ\1-1	2821,8	2823,6	2753,77	2755,57	1,8		96,9	2,2	15,9	5	81,7	18,3	0,829		Вода
91Р	ЮВ\1-1	2824,6	2826,1	2756,57	2758,07	1,5		116,2	2,2	19,8	69	67	33	0,624		Вода
91Р	ЮВ\1-1	2826,1	2828,6	2758,07	2760,57	2,5		116,2	2,1	20,5	112,3	66,1	33,9	0,603		Вода
91Р	ЮВ\1-1	2828,6	2833,7	2760,57	2765,67	5,1		116,2	2,3	19,8	69	66,4	33,6	0,624		Вода
91Р	ЮВ\1-1	2833,7	2837,1	2765,67	2769,07	3,4		116,2	1,9	20,9	150,4	68,5	31,5	0,591		Вода
93Р	ЮВ\1-1	2818,4	2820,2	2747,38	2749,18	1,8	1,8	57,3	3,3	19,1	42,7	60,7	39,3	0,359	0,641	Нефть
93Р	ЮВ\1-1	2820,2	2820,9	2749,18	2749,88	0,7	0,7	57,3		16,2	5,8			0,423	0,577	Нефть
93Р	ЮВ\1-1	2820,9	2822,3	2749,88	2751,28	1,4	1,4	63,1	3	19,5	56,6	62,8	37,2	0,333	0,667	Нефть
93Р	ЮВ\1-1	2822,3	2824,4	2751,28	2753,38	2,1	2,1	70,5	3,2	18,5	29,4	62,8	37,2	0,329	0,671	Нефть
93Р	ЮВ\1-1	2824,4	2827,8	2753,38	2756,77	3,4	3,4	73,1	2,6	18,2	23,1	72,3	27,7	0,328	0,672	Нефть
93Р	ЮВ\1-1	2827,8	2830,5	2756,77	2759,47	2,7	2,7	70,4	3,3	16,2	6,1	69,3	30,7	0,376	0,624	Нефть
93Р	ЮВ\1-1	2830,5	2831,9	2759,47	2760,87	1,4	1,4	68,8	4,5	14,2	1,5	66,4	33,6	0,435	0,565	Нефть
93Р	ЮВ\1-1	2837,7	2841,2	2766,66	2770,15	3,49		73,7	2,5	17,7	16,7	74,8	25,2	0,608		Вода
93Р	ЮВ\1-1	2841,2	2842	2770,15	2770,95	0,8		73,7	2,5	17,2	11,4	76,9	23,1	0,625		Вода
93Р	ЮВ\1-1	2842	2844	2770,95	2772,94	2		76,67	2,5	19,6	64,1	68,2	31,8	0,540		Вода
96Р	ЮВ\1-1	2802,4	2804,7	2736,45	2738,75	2,3		97,1	1,6	16,9	9,8	93,4	6,6	0,780		Вода
96Р	ЮВ\1-1	2806,6	2808,3	2740,65	2742,35	1,7		102,2	3,4	16,2	6,1	62,6	37,4	0,799		Вода
96Р	ЮВ\1-1	2808,3	2814,6	2742,35	2748,65	6,3		102,2	2,4	18,2	23,7	68,9	31,1	0,711		Вода
96Р	ЮВ\1-1	2814,6	2819	2748,65	2753,25	4,6		102,2	2,1	18,5	28,7	72,3	27,7	0,699		Вода



ЛУКОЙЛ

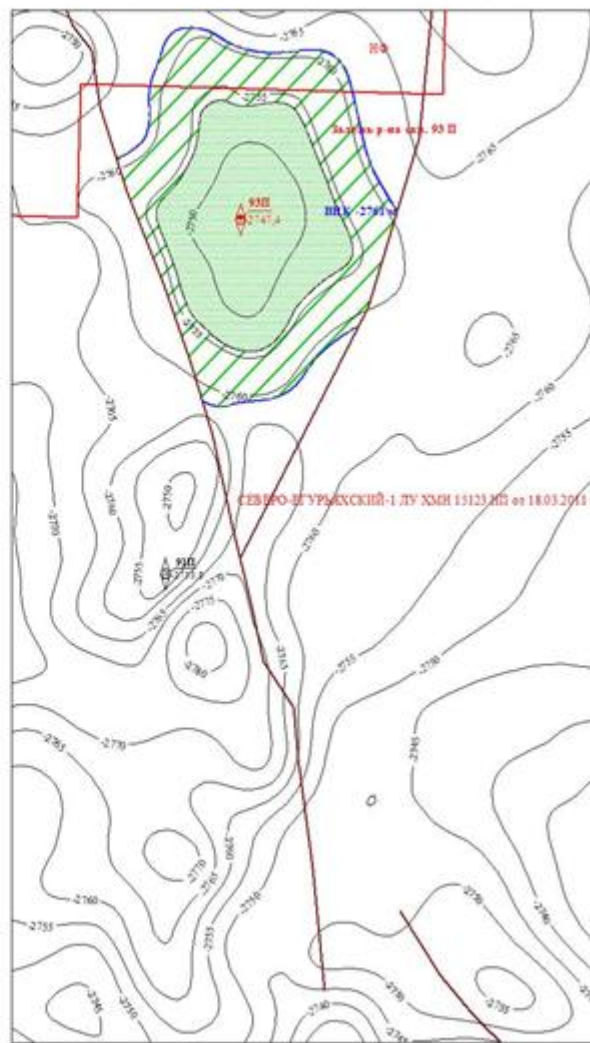
Фрагмент структурной карты по кровле коллектора пласта ЮВ₁¹ Юккун-Ёганского месторождения (до и после пересчета по новой методике)



Фрагмент структурной карты по кровле
коллектора пласта ЮВ₁¹ Юккун-Ёганского месторождения



Фрагмент структурной карты по кровле
коллектора пласта ЮВ₁¹ Юккун-Ёганского месторождения

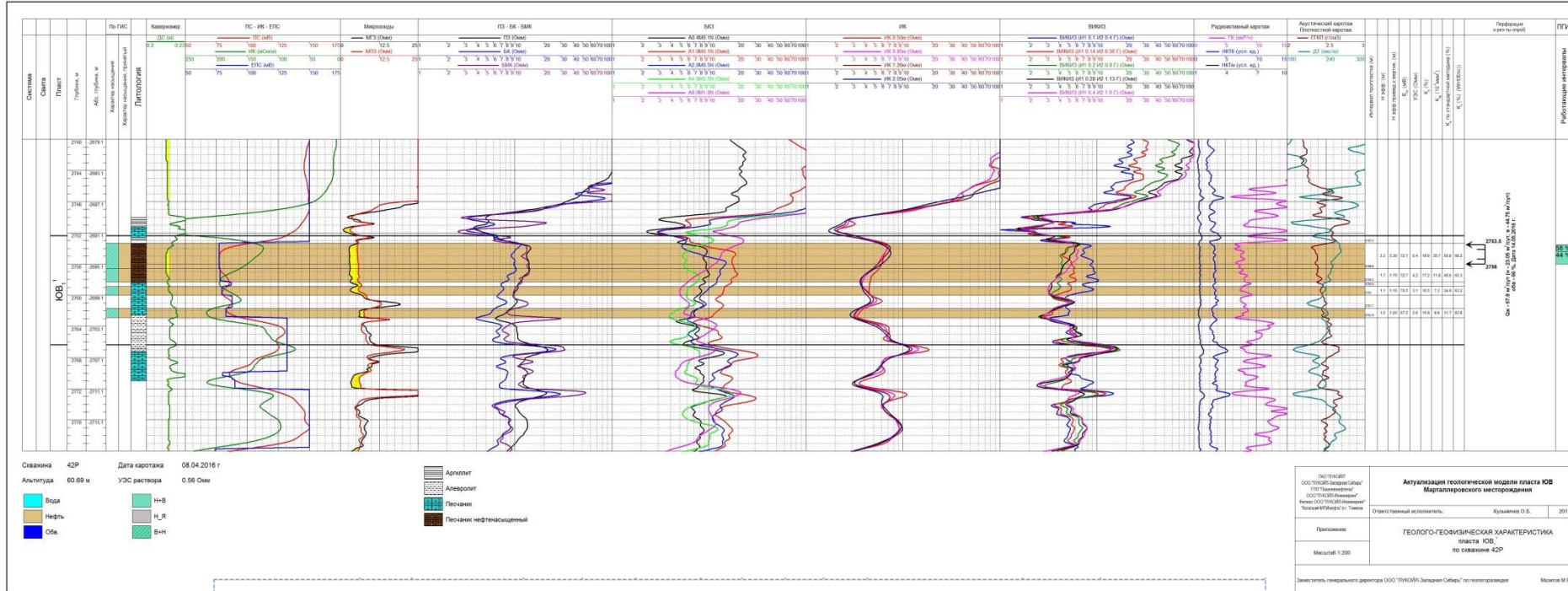


По результатам переинтерпретации ГИС в скважине 93п в пластах ЮВ₁¹ наличие нефти или нефти с водой подтверждено данными испытаний в интервале перфорации 2818,4 - 2824 м. При испытаниях было получен приток 37,9 м³/сут. нефти и 20,2 м³/сут. воды. Уровень ВНК был принят на уровне нижней границы интервала перфорации (а.о. -2754 м), что было связано с неоднозначностью данных интерпретации ГИС низкоомного коллектора. Переинтерпретация данных ГИС по новой методике показала, что нижележащие прослои пласта ЮВ₁¹ также нефтенасыщены и уровень ВНК находится на абсолютной отметке -2761 м. Соответственно увеличилась и площадь залежи.

Коэффициент нефтенасыщенности увеличился с 0,43 (ОПЗ 2016 г.) до 0,63, что является вполне разумным при получении такого притока нефти. При ОПЗ 2016 г. начальные извлекаемые запасы нефти составляли 65 тыс. т., после пересчета по новой методике начальные извлекаемые запасы нефти составляют 336 тыс. т.. Учитывая неоднозначность испытаний скважины 91р, в которой первоначально была получена плёнка нефти при значительном притоке воды, *рекомендуется переиспытать пласт ЮВ₁¹ в скважине 91п Юккун-Ёганского разведываемого нефтяного месторождения. Возможно, скважина 91п находится на контуре залежи, определяемой скважиной 93п.*



Марталлеровское месторождение, скв. 42Р Интерпретация перспективных на нефть и газ интервалов

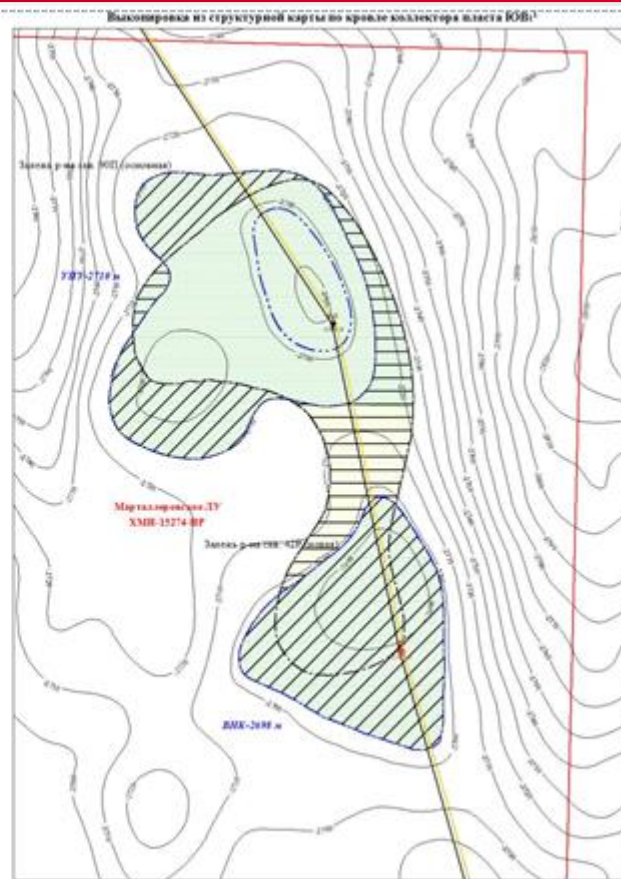
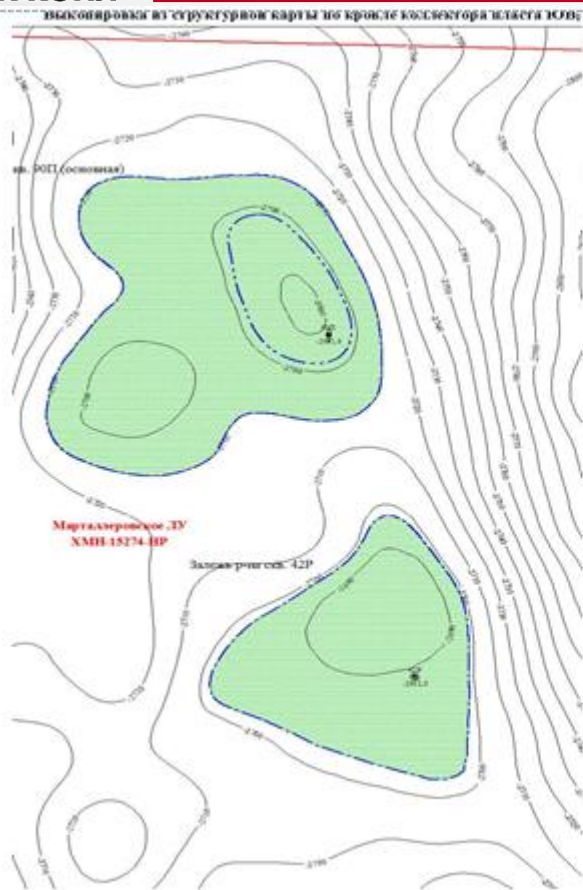


Лискеваяны	Пласт	ZK,м	ZP,м	ZKA,м	ZPA,м	Нэф,м	Нэф,м	Епс,мВ	Эл,ОмМ	Кл,%	Кпр,мД	Кв (станд. методика)	Кн (станд. методика)	Кв (W=f(Eпс))	Кн (W=f(Eпс))	Насыщение по ГИС
42R	ЮВ\1-1	2753,3	2756,6	2692,45	2695,75	3,3	3,3	72,7	6,4	18,8	35,7	39,2	60,8	0,318	0,682	Нефть
	ЮВ\1-1	2756,6	2758,3	2695,75	2697,45	1,7	1,7	72,7	4,2	17,2	11,8	53,4	46,6	0,347	0,653	Нефть
	ЮВ\1-1	2758,9	2760	2698,05	2699,15	1,1	1,1	70,5	3,1	16,5	7,3	65,1	34,9	0,368	0,632	Нефть
	ЮВ\1-1	2761,7	2762,9	2700,85	2702,05	1,2	1,2	67,2	2,8	16,8	8,8	68,3	31,7	0,372	0,628	Нефть
	ЮВ\1-2	2769,8	2770,4	2708,95	2709,55	0,6		70		14	1,3			0,726	0,274	Вода
	ЮВ\1-2	2770,8	2772	2709,95	2711,15	1,2		60,1	2,5	15,7	4,1	77,3	22,7	0,693	0,307	Вода
	ЮВ\1-3	2779,7	2780,6	2718,84	2719,74	0,9		76	2,7	17,6	15,6	66,7	33,3	0,556	0,444	Вода
	ЮВ\1-3	2781,1	2782,8	2720,24	2721,94	1,7		77,5	2,1	17,2	11,8	77,8	22,2	0,564	0,436	Вода
90П	ЮВ\1-1	2761,7	2764,1	2691,6	2694,0	2,4	2,4	91,8	8,0	19,7	33,2	66,4	66,8	0,265	0,735	Нефть
	ЮВ\1-1	2764,7	2766,8	2694,6	2696,7	2,1	2,1	82	6,1	16,1	46,0	5,5	54,0	0,346	0,654	Нефть
	ЮВ\1-1	2768,3	2772,5	2698,2	2702,4	4,2	4,2	85,7	4,8	17,4	48,7	13,6	51,3	0,312	0,688	Нефть
	ЮВ\1-1	2772,9	2773,9	2702,8	2703,8	1,0	1,0	54,1		15,0		2,6		0,472	0,528	Нефть



ЛУКОЙЛ

Структурная карта по кровле коллектора пласта ЮВ₁¹ Марталлеровского месторождения (до и после пересчета по новой методике)



По новой методике были переинтерпретированы материалы ГИС скважин 42р и 90п Марталлеровского месторождения. По результатам переинтерпретации ГИС в скважине 42р в пластах ЮВ₁¹ наличие нефти или нефти с водой подтверждено данными испытаний в интервале перфорации 2753,5 - 2756 м. При испытаниях было получен приток 23,05 м³/сут. нефти и 44,75 м³/сут. воды. Уровень ВНК был определен на уровне а.о. -2697,3 м, что было связано с неоднозначностью данных интерпретации ГИС низкоомного коллектора. Переинтерпретация данных ГИС по новой методике показала, что нижележащие прослои пласта ЮВ₁¹ также нефтенасыщены и уровень ВНК находится на абсолютной отметке -2702 м. Соответственно увеличилась и площадь залежи.

Коэффициент нефтенасыщенности пласта ЮВ₁¹ скважины 90п увеличился с 0,56 (ОПЗ 2016 г.) до 0,65, что является вполне разумным при получении такого значительного притока нефти. Аналогично для скважины 42р. При ОПЗ 2016 г. начальные извлекаемые запасы нефти составляли 938 тыс. т., после пересчета по новой методике начальные извлекаемые запасы нефти составляют 1239 тыс. т. Учитывая неоднозначность структурных построений для подтверждения объединения залежей скважин 42р и 90п Марталлеровского месторождения рекомендуется заложить между ними оценочную скважину.

Список использованной литературы



1. Петерсилье В.Н. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ Тверьгеофизика, 2003. – 261 с.
2. Е.И. Леонтьев. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами/ Е.И. Леонтьев, Л.М. Дорогиницкая, Г.С. Кузнецов, А.Я. Малыхин. - М.: Недра, 1974, - 240 с.
3. Кузьмичев О.Б. Исследование естественных электрических полей в нефтегазоразведочных скважинах (теория, аппаратура, методика, скважинные испытания) / О.Б. Кузьмичев. – СПб.: Недра, 2006. – 252 с.
4. Кузьмичев О.Б. Методика оценки характера насыщения сложно построенных, в том числе низкоомных, коллекторов месторождений Западной Сибири / О.Б. Кузьмичев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 26-32.
5. Методические указания по комплексной интерпретации данных БКЗ, БК, ИК (с комплектом палеток) / Науч.-произв. об-ние «Союзпромгеофизика», Всесоюз. н.-и. и проект.-конструкт. ин-т геофиз. методов исслед., испытания и контроля нефтегазоразведоч. скважин. – Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990. – 74 с.
6. Левченко А.А. Определение продольных удельных электрических сопротивлений слоистых пластов-коллекторов по данным методов каротажа сопротивлений / А.А. Левченко, В.А. Пантюхин, Е.В. Чаадаев // Новые разработки в технологии геофизических исследований нефтегазоразведочных скважин: сб. статей. – Тверь: ВНИГИК, 1992. – С.119-124.
7. Эпов М.И. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ: методическое руководство / Ред. М.И. Эпов, Ю.Н. Антонов. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000. – 121 с.
8. Вендельштейн Б.Ю. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / Под ред. Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. – Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990. – 261 с.
9. Шеин Ю.Л. Алгоритмы моделирования показаний зондов БКЗ, БК, ИК в пластах с зоной проникновения / Ю.Л. Шеин, В.А. Пантюхин, О.Б. Кузьмичев // Автоматизированная обработка данных геофизических и геолого-технологических исследований нефтегазоразведочных скважин и подсчет запасов нефти и газа с применением ЭВ. – Калинин: Мингео СССР, НПО «Союзпромгеофизика», 1989. – С. 75-81.
10. Silva P., Bassiouni Z. One Step Chart for SP Log Interpretation. Paper Q, Trans. of the Tenth Formation Evaluation Symposium, Canadian Well Logging Society, 1985.
11. Log Interpretation Charts. Schlumberger®, 2000.
12. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ 2004611119. Определение подсчетных параметров на основе совместной интерпретации данных каротажа ПС и электрометодов ГИС для старого фонда скважин (IntREst) / Кузьмичев О.Б., Баймухаметов Д.С., Ливаев Р.З.; правообладатель ООО «КогалымНИПИнефть». Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ, г. Москва, 5 мая 2004 г.

Спасибо за внимание!



Всегда в движении!



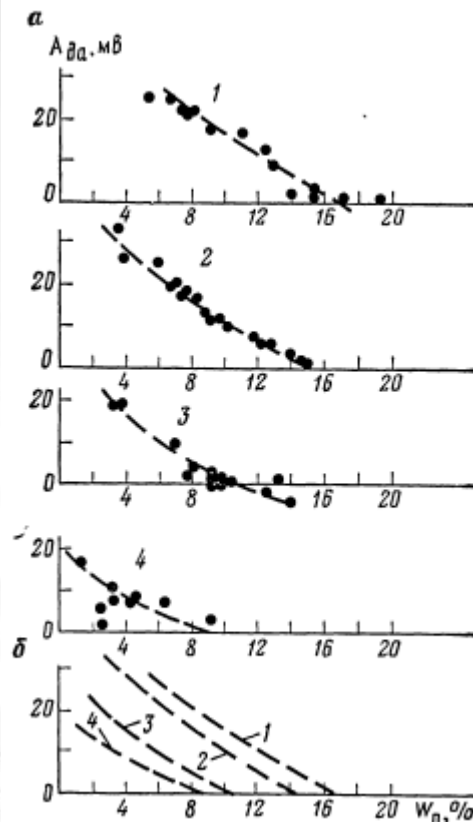
Связь диффузионно-адсорбционной активности с объемной влажностью ($K_p \cdot K_{во}$) по Дахнову-Кобрановой

Для количественной характеристики отклонения величины диффузионно-адсорбционного потенциала от диффузионного потенциала для одной и той же пары растворов при их непосредственном контакте В.Н.Дахновым было введено понятие о диффузионно-адсорбционной активности горной породы. Количественно диффузионно-адсорбционную активность горной породы можно определить выражением:

$$A_{да} = \frac{E_{да} - E_{д}}{\lg \frac{C_1}{C_2}},$$

где $E_{да}$ и $E_{д}$ - значения соответствующих потенциалов, измеренные с одной и той же парой растворов с концентрациями C_1 и C_2 .

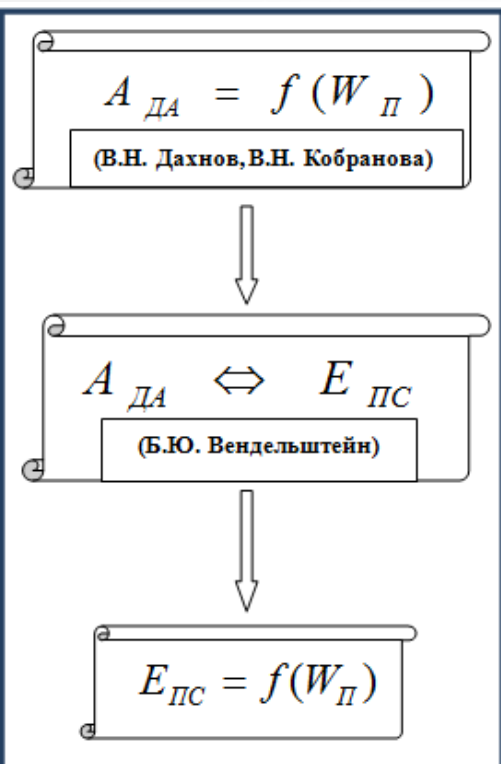
На рисунке, представленном справа, приведены экспериментальные зависимости диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$ от объемной влажности $W = K_p \cdot K_{во}$, полученные В.Н. Кобрановой для полимиктовых песчано-глинистых пород с различными видами внутрипорового цемента.



Зависимости диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$ от объемной влажности w_n полимиктовых пород песчано-глинистых отложений площадей Башкирии и Татарии.

а — породы с цементами: 1 — железистым, железистой пленкой вокруг зерен, пиритовым и сидеритовым; 2 — глинистым, глинисто-серпентиновым и контакто-глинистым; 3 — опалово-халцедоновым, 4 — доломитовым; б — сопоставление средних линий $A_{да} = f(w_n)$ выражающих зависимость $A_{да} = f(w_n)$ для полимиктовых песчано-глинистых пород с различными цементами (по В. Н. Кобрановой)

Связи диффузионно-адсорбционной активности с объемной влажностью ($K_{п} \cdot K_{в}$) по Дахнову-Кобрановой, статического потенциала с диффузионно-адсорбционной активностью по Вендельштейну и статического потенциала с объемной влажностью



Таким образом В.Н. Дахновым и В.Н. Кобрановой была установлена экспериментальная связь диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$ от объемной влажности $W = K_{п} \cdot K_{во}$ для полимиктовых песчано-глинистых пород с различными видами внутрипорового цемента. Связь между диффузионно-адсорбционной активностью $A_{да}$ и статическим потенциалом $E_{пс}$ была установлена Б.Ю. Вендельштейном в его известной монографии. Недостаточное развитие теории метода ПС в скважине не позволяло автоматизировать процесс расчета статического потенциала ПС. Автором для расчета статического потенциала $E_{пс}$ были разработаны основы теории метода ПС в скважине [5, 10] и программа комплексной интерпретации метода ПС и электрометодов ГИС *IntREst*® [3, 4].

Учитывая, что коэффициент диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$ определяется в лаборатории на ограниченном количестве образцов, не охватывая в целом месторождение, предлагается определять коэффициент нефтегазонасыщенности по зависимости $E_{пс} = f(W_{п})$, где статический потенциал $E_{пс}$ определяется по результатам интерпретации ГИС месторождения в целом.

Физический механизм влияния нефтегазонасыщенности на амплитуду самопроизвольных потенциалов в скважине

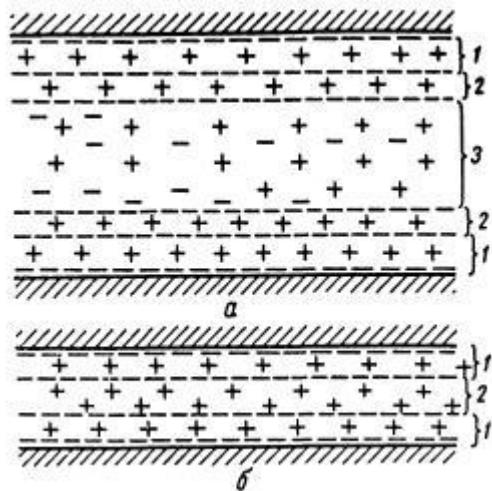


Схема переноса ионов в широком (а) и узком (б) капиллярах (по И. И. Жукову и О. Н. Григорову).

- 1 - адсорбированные ионы;
- 2 - подвижные ионы диффузного слоя;
- 3 - свободный раствор.

Физический анализ выражения для диффузионно-адсорбционной активности вместе с анализом решений прямых задач для диффузионно-адсорбционного и диффузионного потенциалов показал следующее:

Замещение водного раствора углеводородами приводит к уменьшению сечения капилляров и, следовательно, к затруднению движения ионов (уменьшению диффузионного потенциала E_d) и соответственно росту $A_{да}$. Для пород с хорошими коллекторскими свойствами, где сечение капилляров значительно превышает толщину двойного электрического слоя, заметный рост диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$ наблюдается лишь при высокой насыщенности углеводородами, когда сечение пор, занятое пленкой воды, становится близким к толщине двойного электрического слоя. В породах с плохими коллекторскими свойствами, где сечение поровых каналов невелико, процесс увеличения диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$ фактически наблюдается даже при незначительном заполнении пор углеводородами, так как резко сокращается сечение пор, занятых водным раствором, и свободное движение ионов значительно затрудняется.

Методика оценки коэффициента нефтегазонасыщенности сложно построенных, в том числе низкоомных, коллекторов



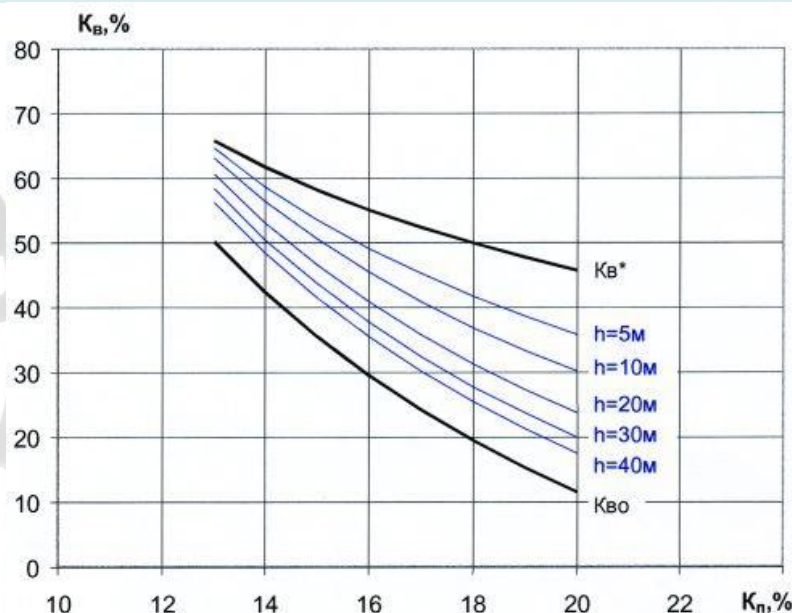
Методика заключается в следующем:

1. По данным комплекса ГИС и керна определяем коэффициент пористости K_{π} прослая;
2. По данным АМК БГК-ПС в комплексе с электромеходами ГИС (желательно многозондовый ИК), по результатам их комплексной интерпретации (программа интерпретации **IntREst**®) определяем величину статического потенциала $E_{\text{пс}}$;
3. По данным исследования керна определяем на центрифуге $K_{\text{вц}}$ и переводим его в $K_{\text{во}}$ (по зависимости Г.В. Таужнянского [11]);
4. Рассчитываем значение объемной влажности $W = K_{\pi} * K_{\text{во}}$;
5. Строим зависимость «керна-ГИС» $W = f(E_{\text{пс}})$;
6. В конечном итоге, коэффициент нефтегазонасыщенности продуктивного коллектора равен $K_{\text{н}} = 1 - W/K_{\pi}$.

Возможен также вариант оценки коэффициента нефтегазонасыщенности для «исторического» фонда скважин по данным стандартного каротажа ПС в комплексе с электромеходами ГИС по вышеизложенной методике, где потенциал $E_{\text{пс}}$ также рассчитывается по программе **IntREst**® или по программе комплексной интерпретации **LogWin-ЭК** (ООО «Нефтегазгеофизика», г. Тверь).

Номограмма для определения водонасыщенности коллекторов в зависимости от пористости и высоты расположения над уровнем ВНК

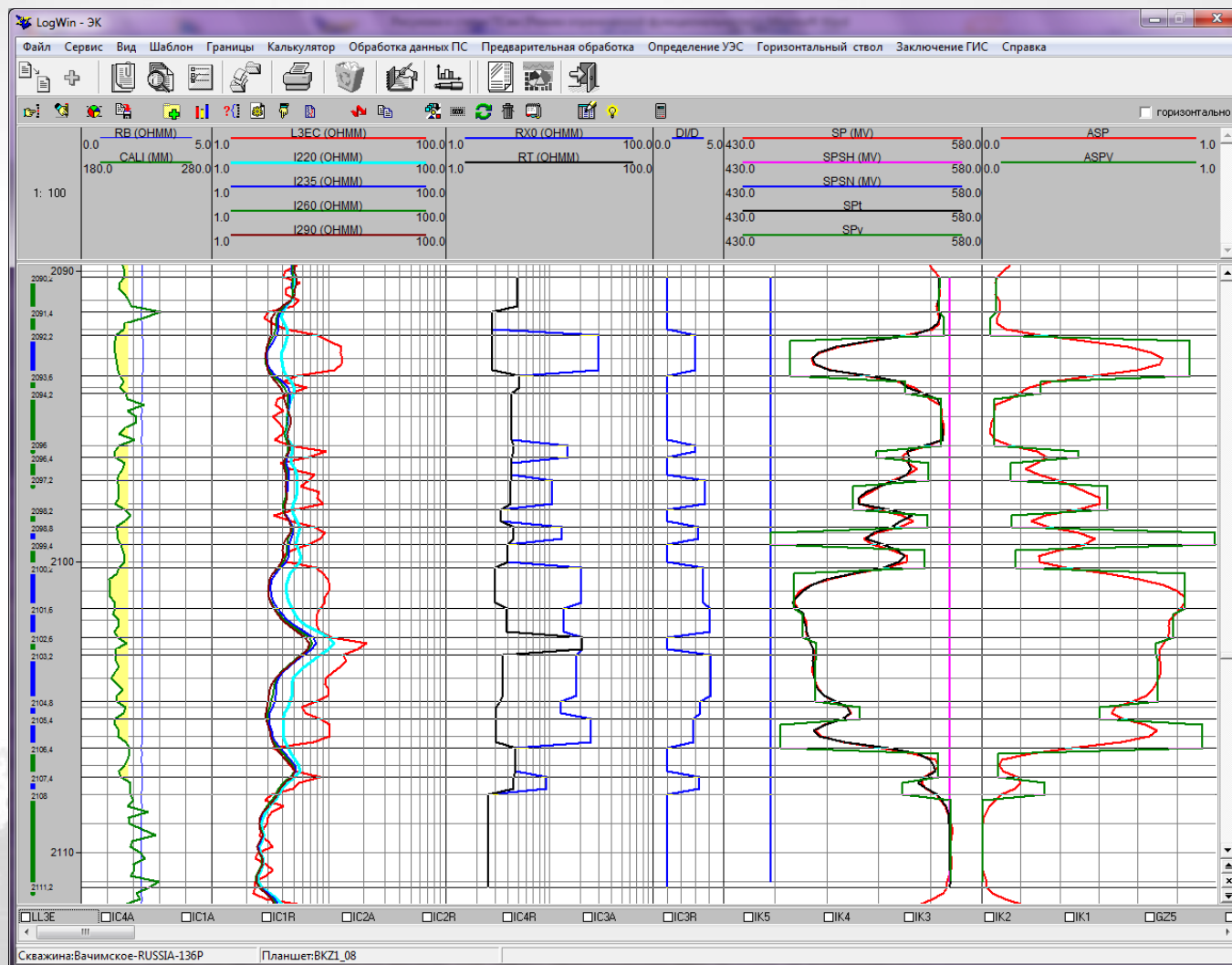
Имеется принципиальная возможность получить и промежуточные значения W для пластов, находящихся в зоне частичной нефтегазонасыщенности, если использовать номограммы типа приведенной на рисунке. Номограмма получена в лаборатории петрофизического обоснования запасов нефти и газа ВНИГНИ. Однако при этом необходимо точно знать положение ВНК (ГНК). При таком подходе получается завершённая зависимость $E_{\text{пс}} = f(W)$ во всем диапазоне изменения водонасыщенности коллекторов.



Номограмма для определения водонасыщенности коллекторов в зависимости от пористости и высоты расположения над уровнем ВНК

Разработанная методика получения зависимости $E_{\text{пс}} = f(W)$ при комплексном использовании стандартных и специальных петрофизических исследований достаточно эффективна и может использоваться в практике работ.

Расчет статического потенциала в пачке из двадцати проницаемых и непроницаемых пластов по программе *LogWin-ЭК*



Результаты обработки кривой ПС, проведенной с целью введения поправки за влияние вмещающих пород в пачке из двадцати проницаемых и непроницаемых пластов.

Обозначения:

L3EC – кривая КС зонда БК, исправленная за влияние скважины;
I220, I235, I260, I290 – значения КС кривых синтетических зондов прибора ИК3-2 (вертикальное разрешение 2 фута);

RT, RX0, DID – результаты попластовой обработки данных БКЗ, БК, ИК;

SP – измеренная кривая ПС;

SPt – расчетная кривая ПС, полученная при решении прямой задачи ПС с найденными значениями статических потенциалов;

SPv – кривая ПС, приведенная к условиям пластов бесконечной мощности;

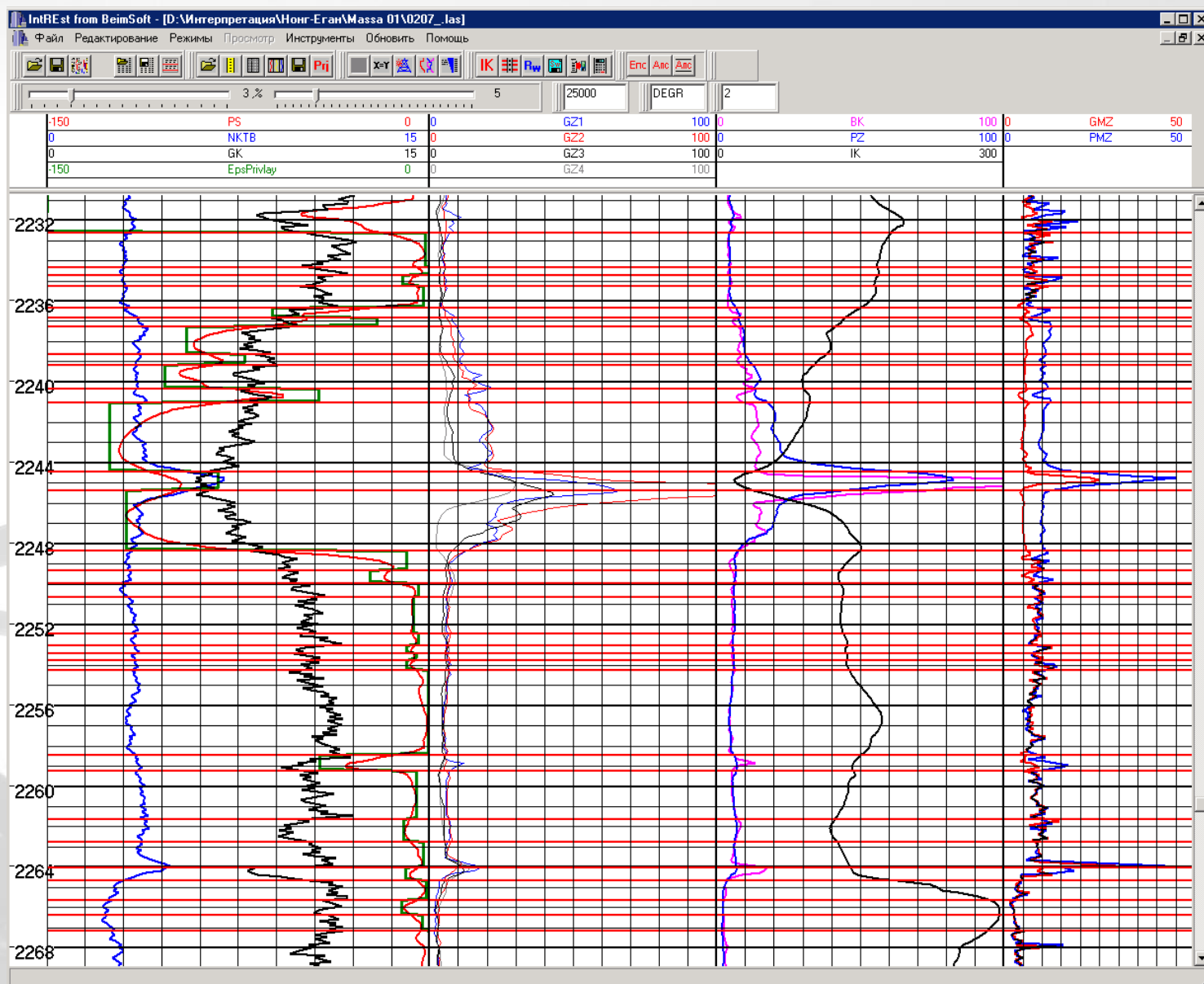
ASP, ASP_v – кривые $\alpha_{\text{ПС}}$ не исправленные и исправленные за влияние вмещающих пород.



ЛУКОЙЛ

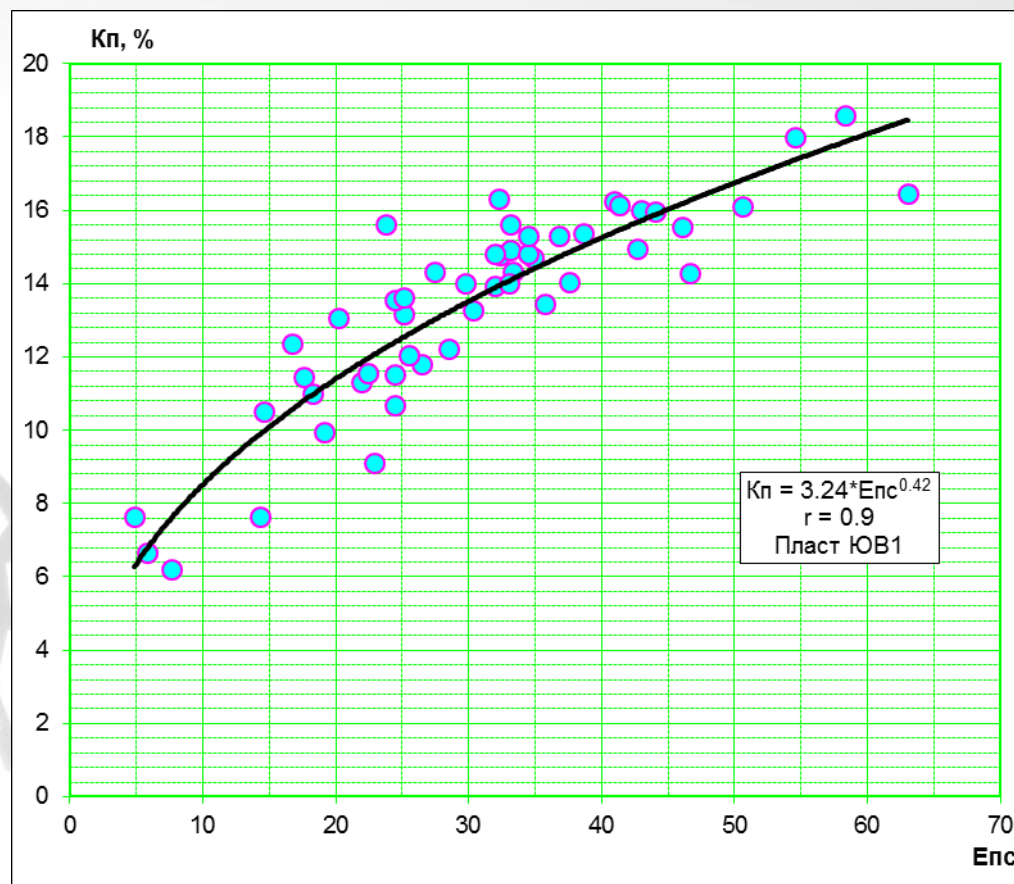
Программа совместной интерпретации диаграмм АБГК-ПС и методов электрометрии скважин (IntREst®).

Основное окно программы





Оценка коэффициента пористости сложно построенных, в том числе низкоомных, коллекторов



Оценка коэффициента пористости по зависимости $K_p = f(E_{pc})$

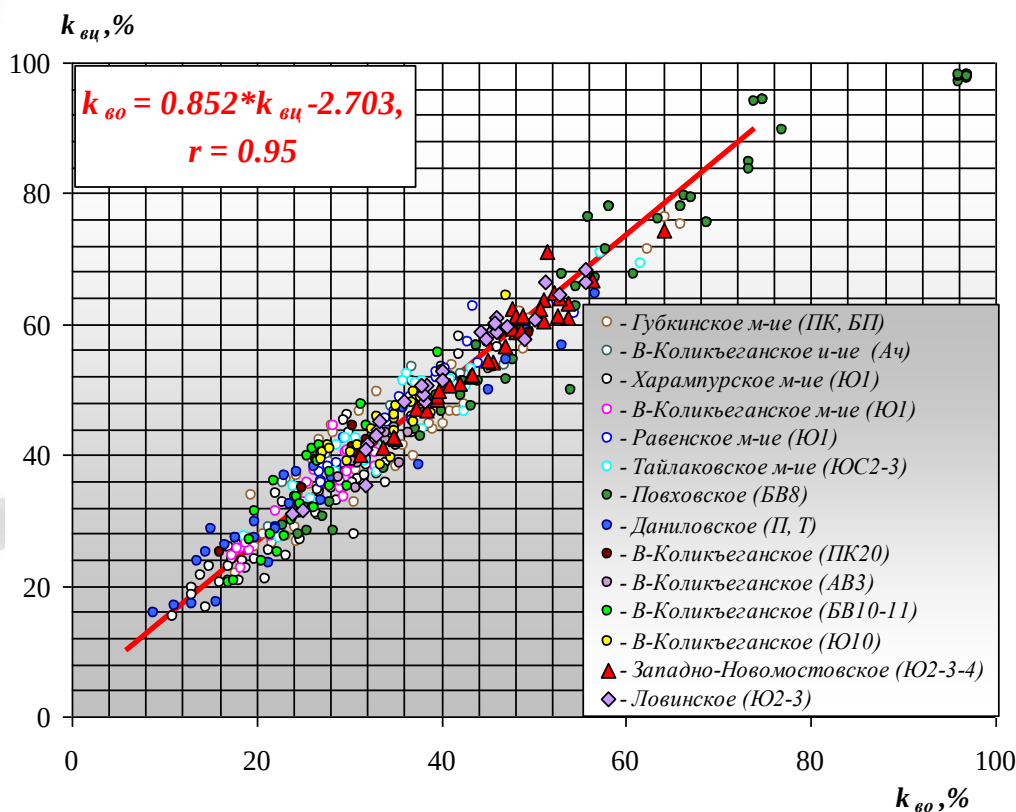
Пористость может быть также определена по методам пористости:
НК, ГГК-П, АК.



ЛУКОЙЛ



Пересчет водоудерживающей способности в остаточную водонасыщенность



Сводная зависимость остаточной водонасыщенности от водоудерживающей способности
(по Г.В. Таужнянскому [11])

Протокол секции нефти и газа ЭТС ФГУ «ГКЗ»



«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор ФГУ «ГКЗ»

Ю.А. Подтуркин

2006 г.

ПРОТОКОЛ

заседания секции нефти и газа ЭТС ФГУ
«Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»

02 февраля 2006 г.

г. Москва

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

Заместитель Генерального директора,
председатель секции нефти и газа ЭТС ГКЗ

- ЗЫКИН М.Я.

Начальник отдела углеводородного сырья,
секретарь секции

- ДЖАНСУГУРОВА Ж.С.

Заместитель начальника отдела

- СКУРАТОВА И.А.

Инженеры 11 разряда:

- АЛЕКСЕЕВА Т.В.
- ОСТРОВСКАЯ В.В.
- САДРИЕВА Е.В.
- ШУБИНА А.В.

Эксперты ГКЗ:

- КАШИК А.С.
- ЕНИКЕЕВ Б.Н.
- СУЛТАНОВ Т.А.
- ЭЛЛАНСКИЙ М.И.

Авторы:

- КУЗЬМИЧЕВ О.Б.

Приглашенные:

- ЯЦЕНКО Г.Г.
- ГРИЦОК Б.П.
- ГУСЕВ В.К.
- КАМЕНЕВ С.П.
- КОТОВ П.Т.
- БИЛИБИН И.В.
- ОХРИМЕНКО А.Б.
- ДЯКОНОВА Т.Ф.

Председательствовал

- ЗЫКИН М.Я.

- разработать строгую теорию, связывающую диффузионно-адсорбционные, фильтрационные потенциалы, вызванную электрохимическую активность, поверхностную проводимость с характеристиками адсорбционных свойств и структурных особенностей пористой среды;

- разработать способ оценки по данным биградиентного каротажа ПС приведенной емкости поглощения коллекторов q_{II} (см. рис. 4.6), как характеристики адсорбционных и литологических свойств коллекторов;

- разработать методику оценки фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов терригенных отложений по данным биградиентного каротажа ПС с использованием лабораторных измерений диффузионно-адсорбционной активности горных пород на образцах керна;

- провести исследование природы диффузионно-адсорбционной активности карбонатных пород;

- продолжить дальнейшие исследования в области использования диаграмм биградиентного каротажа ПС при комплексной интерпретации данных промысловой геофизики карбонатного и карбонатно-терригенного разрезов, в первую очередь, связанных с выделением в разрезе коллекторов, покрышек и зон возможного развития карстовых процессов;

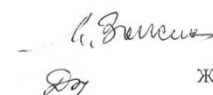
- необходимо рассмотреть возможность разработки комплексной аппаратуры, включающей наряду с зондом биградиентного каротажа ПС, зонды, измеряющие потенциалы поля «постоянного» тока, градиенты потенциалов «постоянного» тока и вторые производные потенциалов «постоянного» тока, что позволит в дальнейшем корректно определять не только статический потенциал поля самопроизвольной поляризации, но и удельные электрические сопротивления (УЭС) околоскважинного пространства.

III. Секция нефти и газа ЭТС ГКЗ постановляет:

Рекомендовать разработанную авторами методику с приложенным к ней «Альбомом поправок для метода ПС» и программное обеспечение для широкого применения при интерпретации биградиентного каротажа ПС и диаграмм стандартного каротажа ПС, записанных ранее в старом фонде скважин.

Председатель секции нефти и газа
ЭТС ГКЗ

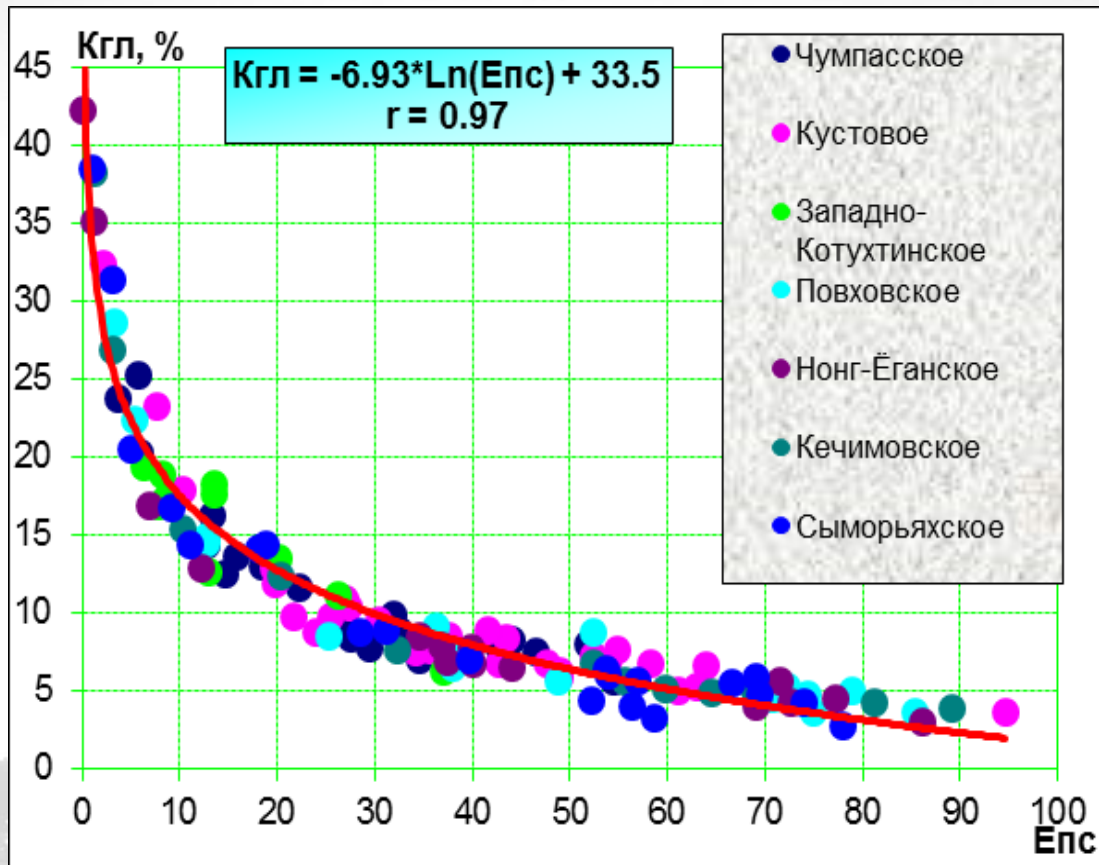
Секретарь секции



М.Я. Зыкин

Ж.С. Джансугурова

«Среднестатистическая» зависимость для коэффициента объемной глинистости пород юрских отложений Западной Сибири



С коэффициентом относительной глинистости $\eta_{гл}$ тесно связан коэффициент диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$.

Построена зависимость $K_{гл} = f(E_{пс})$, с использованием данных исследования керн юрских отложений месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Установленная зависимость $K_{гл} = f(E_{пс})$ характеризуется достаточно высокой «теснотой» связи ($R^2=0,97$). Уравнение данной зависимости можно рекомендовать в качестве «среднестатистической» зависимости для пород юрских отложений Западной Сибири.

Параметр $K_{гл}$ характеризует долю объема породы, занимаемую глинистым материалом; его удобно использовать при построении различных моделей породы и для сопоставления с геофизическими параметрами.

Через параметр $K_{гл}$ рассчитывается коэффициент относительной глинистости $\eta_{гл}$, характеризующий степень заполнения глинистым материалом пространства между скелетными зернами:

$$\eta_{гл} = K_{гл} / (K_{гл} + K_{п})$$

где $K_{п}$ - коэффициент пористости.

Список использованной литературы



1. Способ зондирования в поле собственной поляризации горных пород: Патент № 2251719 Рос. Федерация: МПК⁷ G 01 V 3/18 / Кузьмичев О.Б., Баймухаметов Д.С.; патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «КогалымНИПИнефть». -№ 2004116124/28; заявл. 26.05.2004; опубл. 10.05.2005, Бюл. № 13. – 11 с.
2. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2004611119 «Определение подсчетных параметров на основе совместной интерпретации данных каротажа ПС и электрометодов ГИС для старого фонда скважин (IntREst)». / Кузьмичев О.Б., Баймухаметов Д.С., Ливаев Р.З. ; правообладатель ООО «КогалымНИПИнефть». Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ, г. Москва, 5 мая 2004 г.
3. Кузьмичев О.Б., Баймухаметов Д.С., Ливаев Р.З. Программа для ЭВМ «Определение подсчетных параметров на основе совместной интерпретации данных каротажа ПС и электрометодов ГИС для старого фонда скважин» (IntRest), журнал «Изобретения и рациональные предложения в нефтегазовой промышленности», Москва, труды ВНИИОЭНГ, №2, 2005 года, стр. 156.
4. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2004612299 «Определение подсчетных параметров в тонкослоистых пластах-коллекторах на основе совместной интерпретации данных биградиентного каротажа ПС и электрометодов ГИС». / Кузьмичев О.Б., Баймухаметов Д.С., Ливаев Р.З. ; правообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «КогалымНИПИнефть». Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ, г. Москва, 7 октября 2004 г.
5. Кузьмичев О.Б. Исследование естественных электрических полей в нефтегазоразведочных скважинах (теория, аппаратура, методика, скважинные испытания). СПб.: ООО «Недра», 2006.- 252 с.
6. О.Б. Кузьмичев, А.Н. Ратушняк. «О перспективах исследований диффузионно-адсорбционных свойств терригенных коллекторов месторождений Западной Сибири». Изд. ВНИИОЭНГ. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 5, 2010, стр. 53-57.
7. Исламгалиев Д. В., Кузьмичев О. Б., Ратушняк А. Н. Диффузионный потенциал и его вклад в потенциал спонтанной поляризации при интерпретации каротажа скважин методом ПС. // Известия ВУЗов. Горный журнал. -Екатеринбург. 2012. № 2. С.162 - 167.
8. Исламгалиев Д. В., Кузьмичев О. Б., Ратушняк А. Н. Вклад электрического фильтрационного потенциала в самопроизвольный при интерпретации каротажа спонтанной поляризации. // НТВ Каротажник, № 2 (212), 2012. С.49-55.
9. Исламгалиев Д. В., Кузьмичев О. Б., Ратушняк А. Н. Электрическое поле диффузии с конвективным переносом вещества в неоднородной среде. // Известия ВУЗов. Горный журнал. -Екатеринбург. 2012. № 3. С.160-164.
10. Кузьмичев О.Б. Основы теории самопроизвольной поляризации в нефтегазоразведочных скважинах: от однородной до неоднородной по сопротивлениям среды// Изд. ВНИИОЭНГ. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, - №9, 2013, стр. 37-42.
11. Таужнянский Г.В., Рудакова О.Ю., Тимофеева О.А., Малинин А.В. Применение данных ядерно-магнитного каротажа при петрофизическом обосновании количественных критериев выделения терригенных коллекторов месторождений Западной Сибири. Изд. ВНИИОЭНГ. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.- М., 2013.- № 9.- С. 42-44.