

Разработка поисковых критериев выявления нефтенасыщенных низкоомных терригенных коллекторов Западной Сибири по данным керна и ГИС

**X научно-практическая конференция «МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В
ПРОЦЕССАХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ», г. Уфа, 18-20 апреля 2017 г.**

**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**

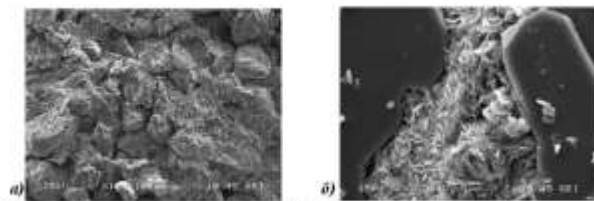
Низкоомными коллекторами называются нефтегазонасыщенные коллектора, удельное электрическое сопротивление (УЭС) которых, определенное согласно существующим в настоящее время методам измерений и методикам интерпретации, ниже критического УЭС, являющегося границей «нефть-вода». В таких коллекторах, определенных по интерпретации ГИС как «водонасыщенные» при испытаниях получают значительные притоки нефти или нефти с водой.

Факторы, обуславливающие низкоомность пород

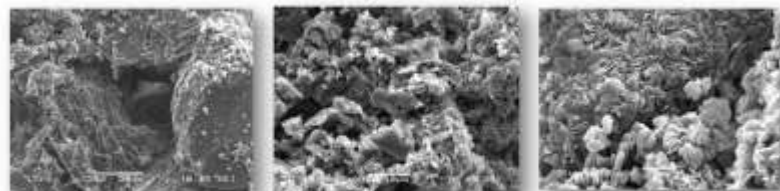
1. Наличие примесей железа, содержащихся в породе в форме сульфидов (пирита) и в виде окислов (Боркун Ф. Я., Ежова А.В.).
2. Присутствие в породе трехслойных глинистых минералов, содержащих межслоевые катионы: гидрослюды (иллита), хлорита и монтмориллонита (Pirson S. J., Грим Р. Э., Hill H. J., Milburn J. D., Patnode H. W., Wyllie M. R. J., Зонн М. С. и Дзюбло А. Д., коллектив авторов в составе В. В. Семенова, В. Т. Питкевича (ОАО «СибНИИНП»), К. И. Соковой, А. М. Солонина (ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»), И. А. Мельника (Томское отделение ФГУП «СНИИГГиМС»).
3. Низкая минерализация пластовых вод и как следствие высокая поверхностная проводимость порового пространства глинистых коллекторов (Ямал и Большехетская впадина).
4. Большое количество рыхлосвязанной воды в поровом пространстве глинистых коллекторов (пласты типа «рябчик», например, АВ1-3 Кечимовского месторождения).
5. Измеренная кажущаяся «низкоомность» обусловлена анизотропией электрических свойств коллектора при измерениях удельного электрического сопротивления (УЭС) методом стандартного индукционного каротажа (ИК).

В тоже время, ввиду многообразия причин снижения электрического сопротивления в нефтеносных песчаниках однозначного решения этой задачи не существует.

Проблема низкоомных терригенных коллекторов Западной Сибири



Песчанки мелкозернистой алевритистый полилитический, с глинистым сульфидным цементом, с прослоями незначительно алевритиста. Вид а – участки рыхлости со сдвинутыми порами и анизометричной формой; б – участки пор с кинетическим стратификационным хлоритом, с небольшой примесью коллоидов.



Поры сложной формы, образующие облаками мезометрической размерности

Поры выделены кассетным с химическим зрением карбоната

Поры выделены коррозией окислительно-восстановительным и пластическим хлоритом

Проблема низкого K_n
нефтенасыщенных коллекторов

Причины
"низкоомности"

Физико-химический состав
внутрипорового пространства и матрицы
коллектора (сульфиды (пирит) и окислы
железа; трехслойные глинистые
минералы, содержащие межслоевые
катионы: гидрослюды (иллита), хлорита
и монтмориллонита; и т.д.)

Структурная неоднородность
и анизотропия электрических
свойств коллектора

Пути решения проблемы

разработка методики расчета K_n
использующей зависимости «жери-ГИС»,
не включающие напрямую удельное
электрическое сопротивление коллектора

разработка методики комплексной
интерпретации геофизических данных:
сейсмогеологическая модель + каротажи
(инклинометр, наклонмер, многозондовый
электромагнитный каротаж).



Методология проблемы



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

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 ($P_{\Pi}=f(K_{\Pi})$), построенные по представительным результатам анализов керна.
2. Альтернативным вариантом определения коэффициента нефтенасыщенности является использование связи между удельным электрическим сопротивлением пласта 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.

Анализ существующих подходов к решению проблемы поиска потенциально нефтенасыщенных низкоомных коллекторов показал, что в настоящее время существует два варианта решения указанной проблемы, которые можно рассматривать серьезно с научной точки зрения. Первый вариант разработан томской школой петрофизиков и геофизиков (И.А. Мельник, А.В. Ежова). Второй вариант, основанный на способе нормализации геофизических кривых (Н.Н. Заляев), предложен уфимскими геофизиками НПО "Нефтегазтехнология" и опробован на месторождениях ОАО "Оренбургнефть".

***Методика оценки коэффициента
нефтенасыщенности с использованием
зависимости объемной влажности от
статического потенциала самопроизвольной
поляризации***

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

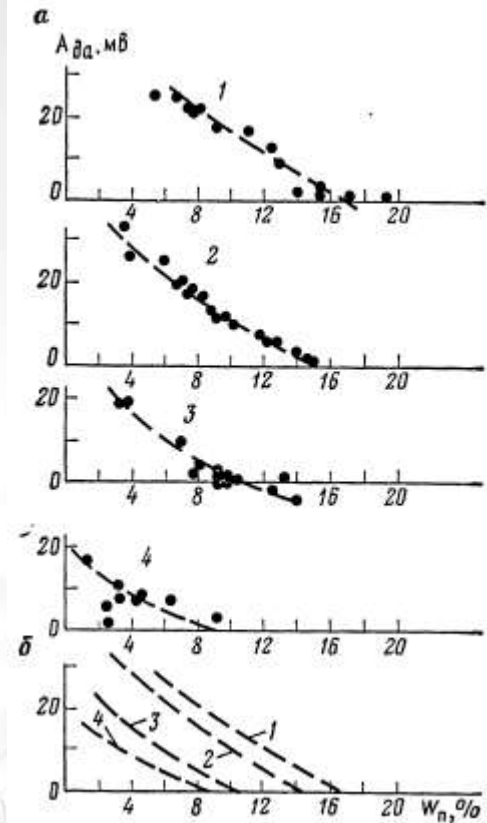


Для количественной характеристики отклонения величины диффузионно-адсорбционного потенциала от диффузионного потенциала для одной и той же пары растворов при их непосредственном контакте В.Н.Дахновым было введено понятие о диффузионно-адсорбционной активности горной породы. Количественно диффузионно-адсорбционную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

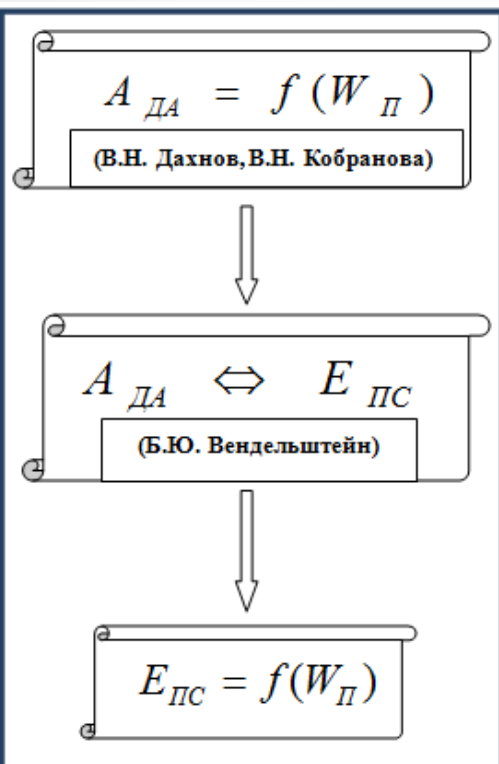
На рисунке, представленном справа, приведены экспериментальные зависимости диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$ от объемной влажности $W = K_p \cdot K_{во}$, полученные В.Н. Кобрановой для полимиктовых песчано-глинистых пород с различными видами внутрипорового цемента.



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-серпичитовым и контакто-глинистым; 3 — опалово-халцедоновым, 4 — доломитовым; б — сопоставление средних линий 1—4, 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 ($K_{п} * K_{в}$) 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 $W = K_{п} * K_{во}$ 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

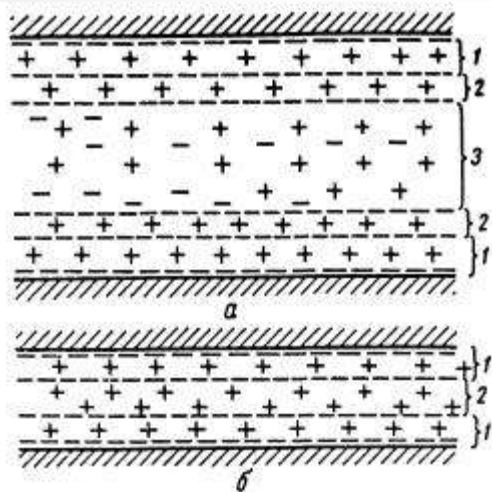


Схема переноса ионов в широком (а) и узком (б) капиллярах (по И. И. Жукову и О. Н. Григорову).

- 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

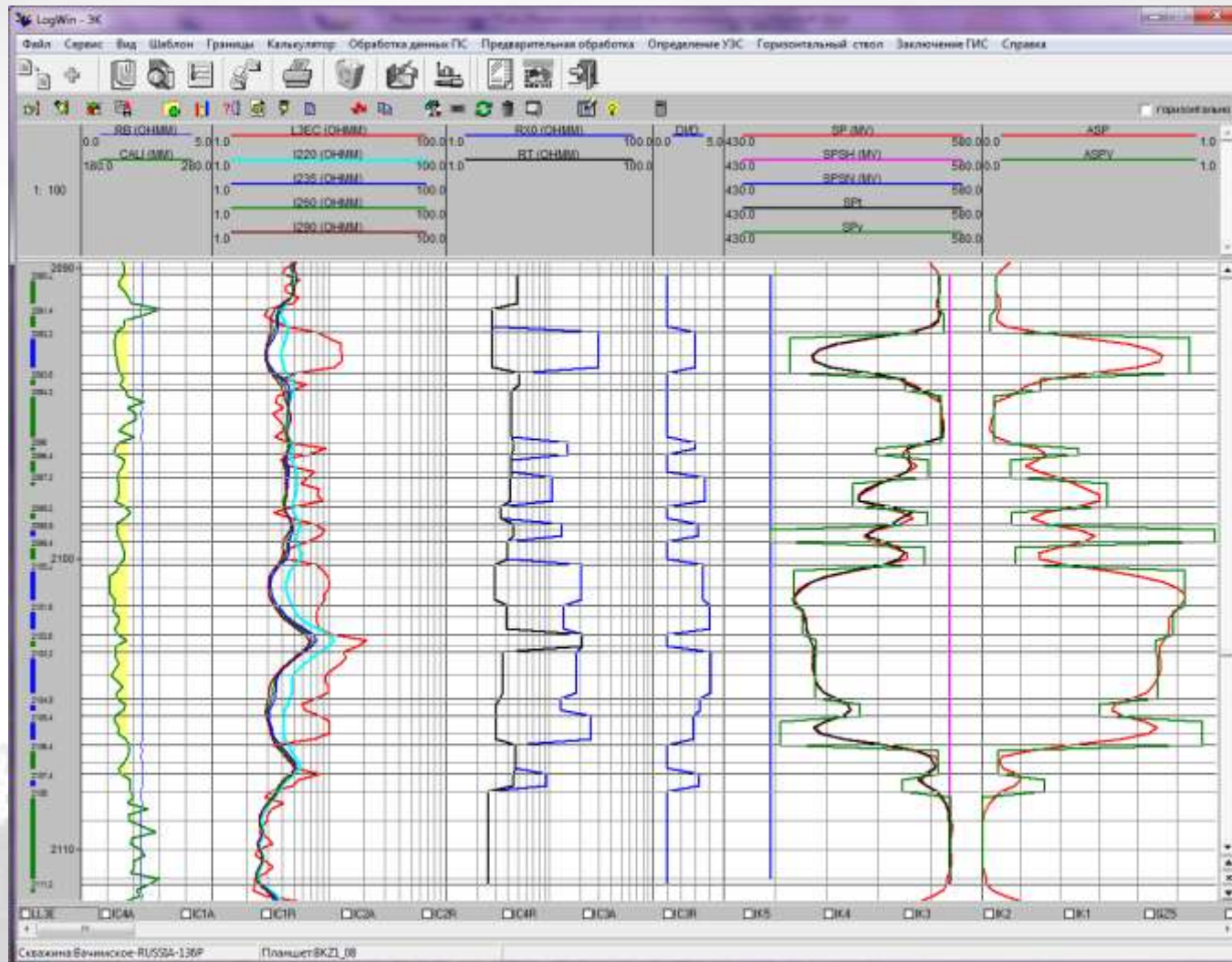


Методика заключается в следующем:

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

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

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 ИКЗ-2 (вертикальное разрешение 2 фута);

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

SP – измеренная кривая ПС;

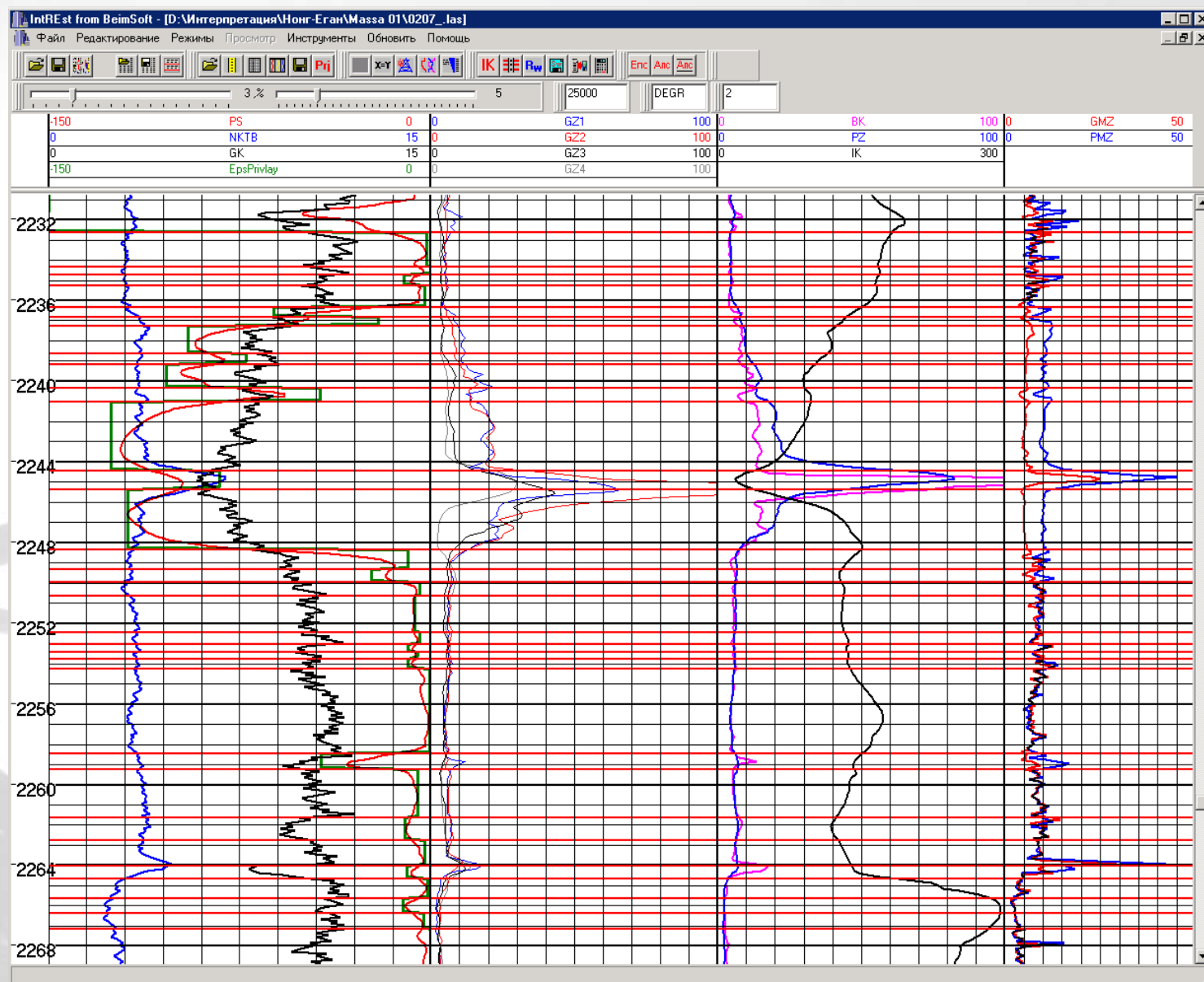
SPt – расчетная кривая ПС, полученная при решении прямой задачи ПС с найденными значениями статических потенциалов;

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

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

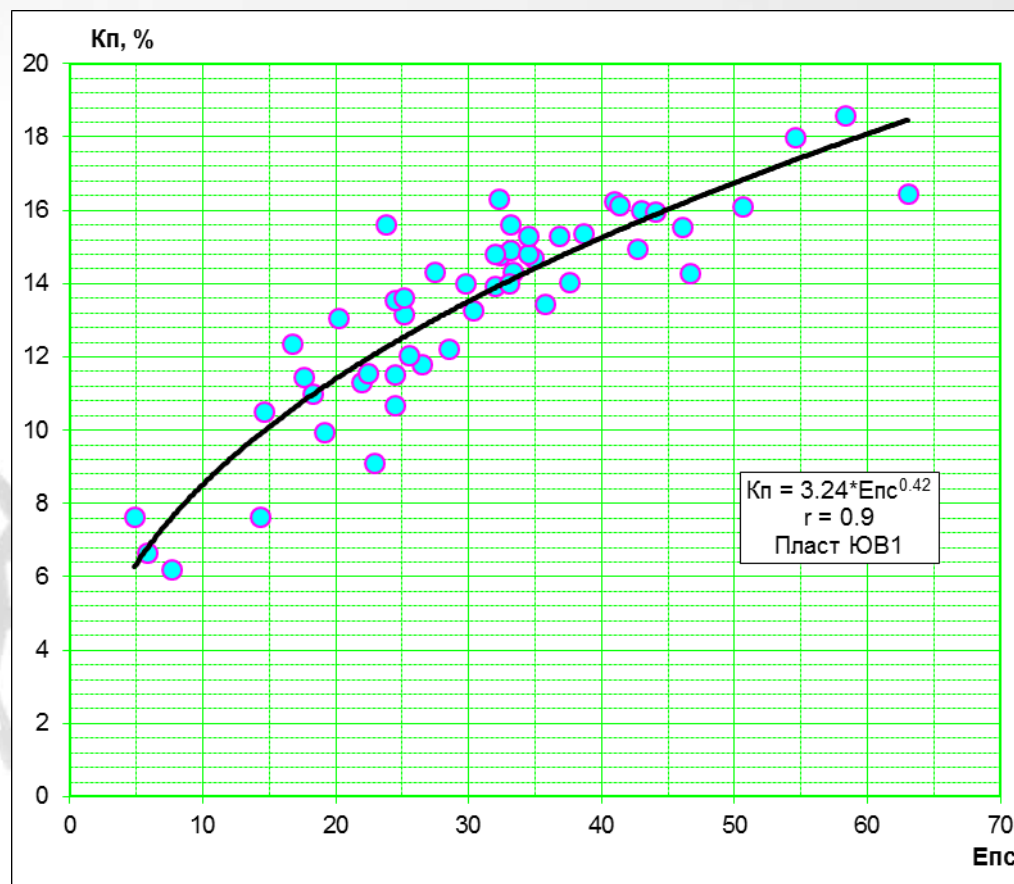
Программа совместной интерпретации диаграмм АБГК-ПС и методов электрометрии скважин (IntREst®).

Основное окно программы





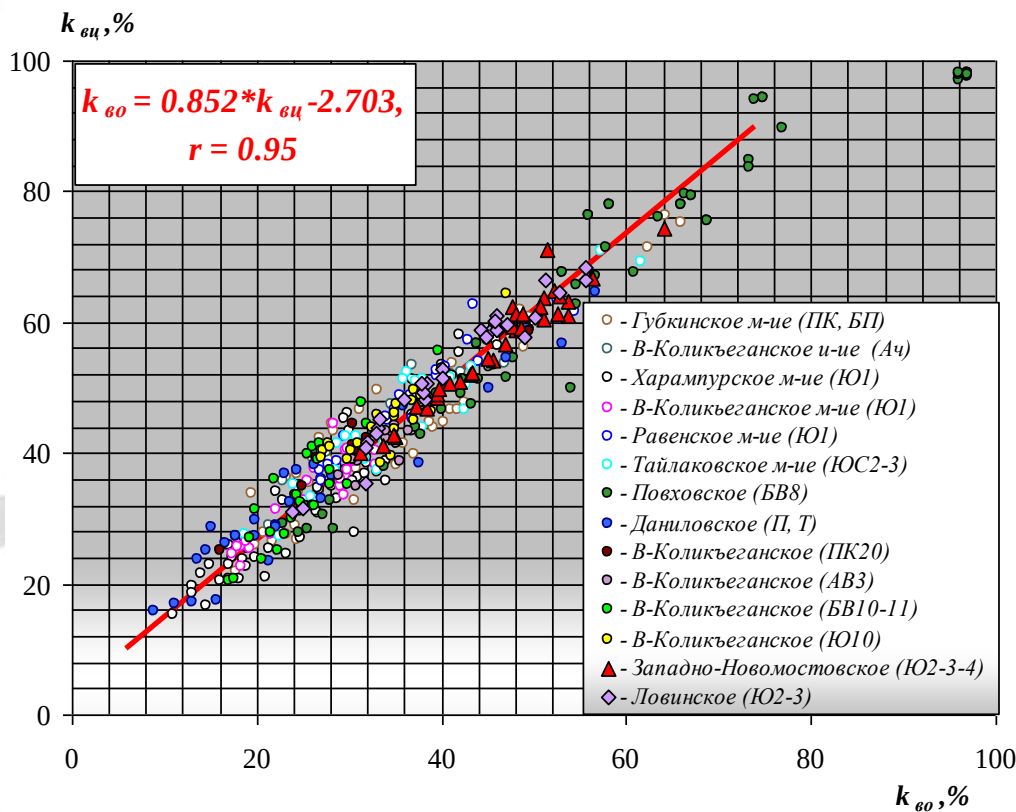
Оценка коэффициента пористости сложно построенных, в том числе низкоомных, коллекторов



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

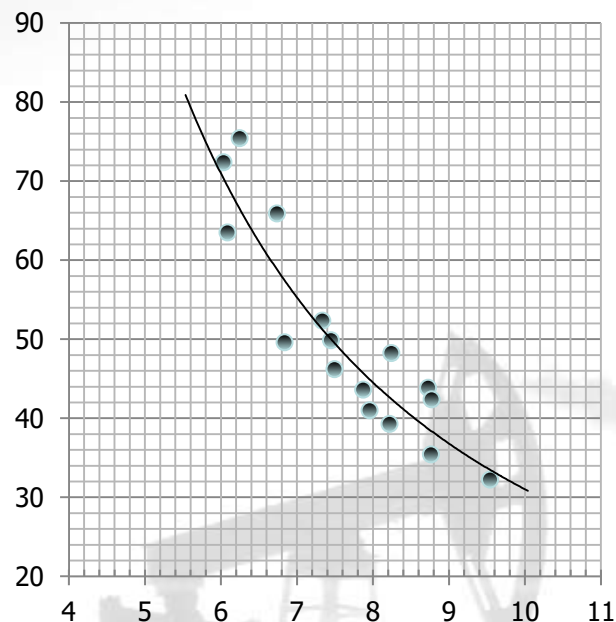
Пористость может быть также определена по методам пористости:
НК, ГГК-П, АК.

Пересчет водоудерживающей способности в остаточную водонасыщенность



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

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

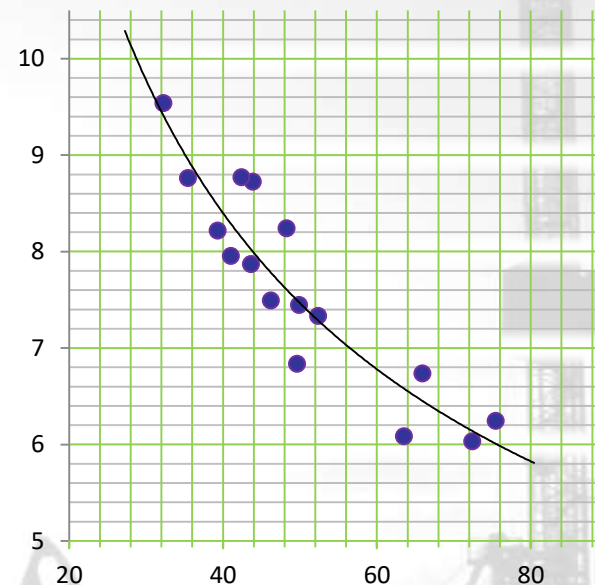

 $E_{nc}, мВ$


$$E_{nc} = 1293 \cdot W^{-1,62}$$

$$R = 0,92$$

Пласт ЮВ1

График зависимости $E_{nc} = f(W)$

 $W, \%$


$$W = 57,001 \cdot E_{nc}^{-0,52}$$

$$R = 0,91$$

Пласт ЮВ1

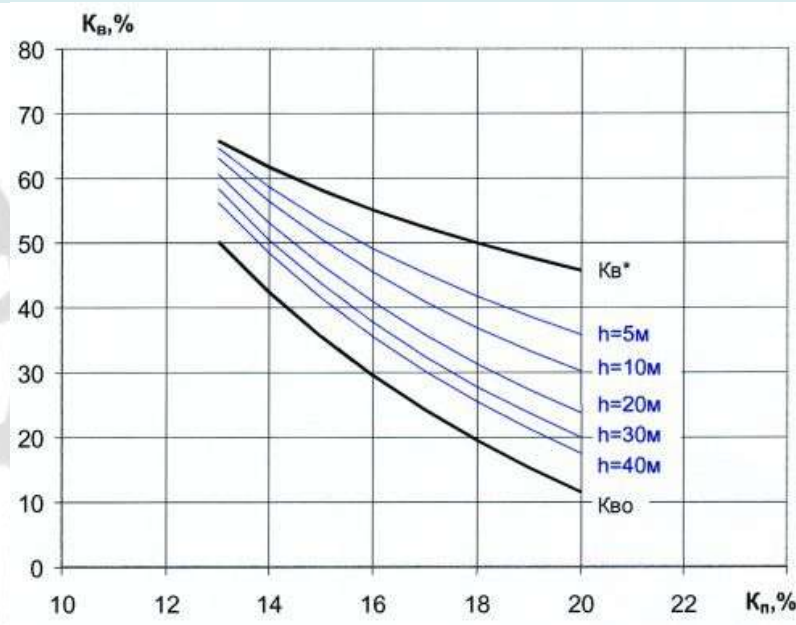
График зависимости $W = f(E_{nc})$

Зависимость $E_{nc} = f(W)$, где $W = K_{п} \cdot K_{в}$, рекомендуется дополнять точками, соответствующими водоносным пластам, по которым имеются представительные определения $K_{п}$ по керну или надежные его определения по каротажу.

В конечном итоге, коэффициент нефтегазонасыщенности продуктивного коллектора равен $K_H = 1 - W/K_{п}$.

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



Критерием нефтенасыщенности, интерпретируемого по ГИС, пласта является:

1. превышение коэффициента нефтенасыщенности, определенного по предлагаемой методике, над коэффициентом нефтенасыщенности, определенного по стандартным методикам (слабое условие);
2. значение коэффициента нефтенасыщенности, определенного по предлагаемой методике, больше или равно 50% (сильное условие).

По вышеуказанной методике были переинтерпретированы старые поисково-разведочные скважины и скважины, пробуренные в 2014 - 2016 годах, на Малоключевом месторождении и в связи с этим пересмотрены результаты интерпретации поисково-разведочной скважины 14 на границе Малоключевого и Северо-Егурьяхского-2 ЛУ. По результатам переинтерпретации ГИС в скважине 14 в пластах ЮВ₁¹ и ЮВ₁² возможно наличие нефти или нефти с водой. Учитывая, что скважина 14 была пробурена в 1982 году, инклинометрия скважин, проводимая в то время приборами КИТ, оставляет желать лучшего.

Учитывая все вышесказанное, предлагается провести переиспытания пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² скважины 14, а также, если это технически возможно, провести измерения траектории скважины современным инклинометром.

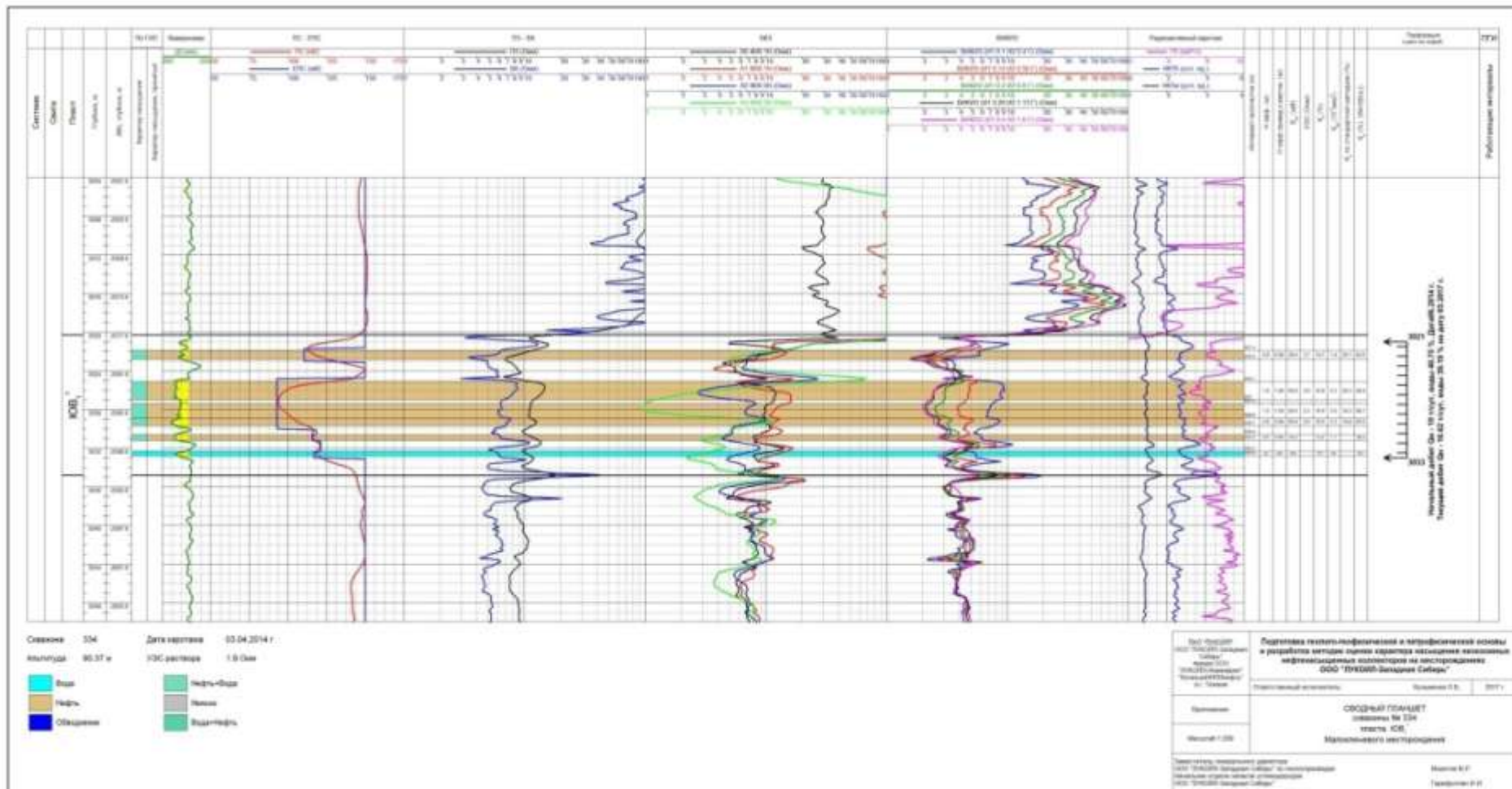
Таблица результатов интерпретации ГИС с учетом зависимости объемной влажности от статического потенциала самопроизвольной поляризации

(юрские пласты Малоключевого месторождения)

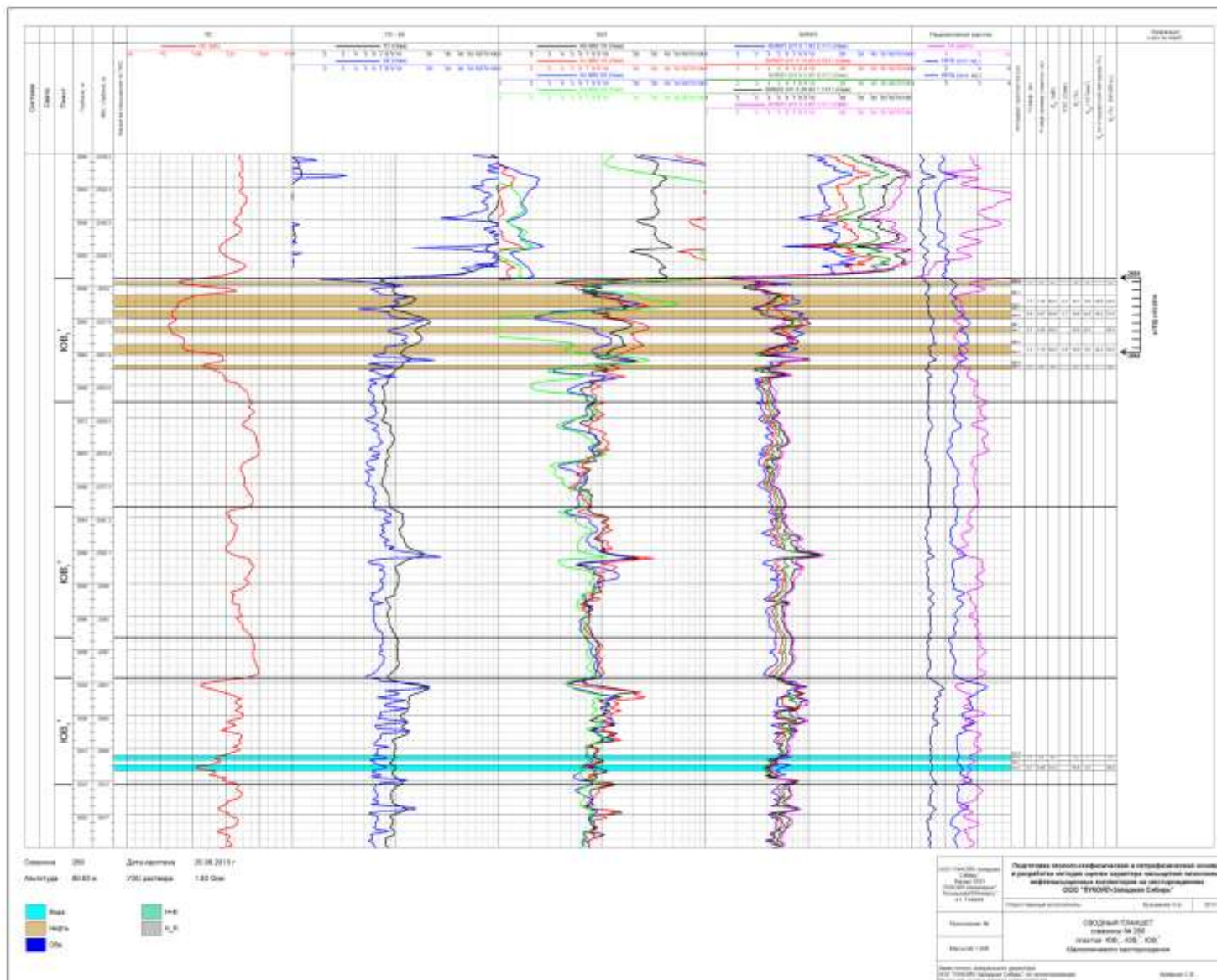
Месторождение	Нескважины	Пласт	ZКпласта, м	ZРпласта, м	ZK, м	ZP, м	ZKA, м	ZPA, м	Нэф, м	Нэф.л, м	Епс, мВ	Rп, Ом	Кп.прин, %	Кпр	Кв (стандарт)	Ки (стандарт)	Кв (W=f(Eпс))	Ки (W=f(Eпс))	Насыщение по ГИС
Малоключевое	0004P000	ЮВ\1-1	2650,6	2667,8	2651,4	2652	2577,54	2578,14	0,6	0,6	111,54		13,2	0,6			0,37	0,63	Нефть
Малоключевое	0004P000	ЮВ\1-1	2650,6	2667,8	2654,6	2656,9	2580,74	2583,04	2,3	2,3	75,441	7,7	15,5	2,3	46,1	53,9	0,39	0,61	Нефть
Малоключевое	0004P000	ЮВ\1-1	2650,6	2667,8	2656,9	2658,3	2583,04	2584,44	1,4	1,4	72,395	7,4	14,8	1,5	49,6	50,4	0,42	0,58	Нефть
Малоключевое	0004P000	ЮВ\1-1	2650,6	2667,8	2658,3	2659,3	2584,44	2585,44	1	1	65,919	6,2	14,8	1,5	55	45	0,44	0,56	Нефть
Малоключевое	0004P000	ЮВ\1-1	2650,6	2667,8	2660,8	2661,6	2586,94	2587,74	0,8	0,8	43,866	6,5	13,2	0,6	60,7	39,3	0,60	0,40	Вода
Малоключевое	0004P000	ЮВ\1-1	2650,6	2667,8	2663,1	2664	2589,24	2590,14	0,9		42,395	5	13,5	0,7	68,9	31,1	0,60	0,40	Вода
Малоключевое	0004P000	ЮВ\1-2	2683,2	2695,5	2684,6	2685,2	2610,73	2611,33	0,6	0,6	49,879		15,2	1,1			0,49	0,51	Нефть
Малоключевое	0004P000	ЮВ\1-2	2683,2	2695,5	2685,5	2686	2611,63	2612,13	0,5	0,5	49,617		15,8	1,5			0,47	0,53	Нефть
Малоключевое	0004P000	ЮВ\1-2	2683,2	2695,5	2686,6	2687,8	2612,73	2613,93	1,2	1,2	50,762	9,1	15	0,9	47	53	0,49	0,51	Нефть
Малоключевое	0004P000	ЮВ\1-3	2700,2	2713,4	2700,9	2701,3	2627,03	2627,43	0,4	0,4	111,464		13,1	0,6			0,38	0,62	Нефть
Малоключевое	0004P000	ЮВ\1-3	2700,2	2713,4	2701,6	2702,1	2627,73	2628,23	0,5	0,5	59,802		13,5	0,7			0,50	0,50	Нефть
Малоключевое	0004P000	ЮВ\1-3	2700,2	2713,4	2702,5	2703,2	2628,63	2629,33	0,7	0,7	59,237		13,8	0,7			0,49	0,51	Нефть
Малоключевое	0225_001	ЮВ\1-1	2902,3	2915,5	2904,5	2905,6	2539,76	2540,84	1,08	1,08	85,563	3,8	17,2	20,2	54,3	45,7	0,33	0,67	Нефть
Малоключевое	0225_001	ЮВ\1-1	2902,3	2915,5	2905,6	2907,4	2540,84	2542,61	1,77	1,77	82,613	3,5	17,9	29,4	55	45	0,32	0,68	Нефть
Малоключевое	0225_001	ЮВ\1-1	2902,3	2915,5	2907,9	2909,5	2543,1	2544,67	1,57	1,57	87,184	3,5	17,1	19,1	57,2	42,8	0,33	0,67	Нефть
Малоключевое	0225_001	ЮВ\1-1	2902,3	2915,5	2911,2	2912,9	2546,34	2548,01	1,67	1,67	115,75	3,9	16,4	12,4	56,5	43,5	0,29	0,71	Нефть
Малоключевое	0258_001	ЮВ\1-1	2661,3	2675,5	2661,6	2662,2	2554,75	2555,34	0,6	0,6	59,34		19,5	23,6			0,35	0,65	Нефть
Малоключевое	0258_001	ЮВ\1-1	2661,3	2675,5	2662,2	2662,6	2555,34	2555,74	0,4	0,4	65,66		19,8	28,3			0,33	0,67	Нефть
Малоключевое	0258_001	ЮВ\1-1	2661,3	2675,5	2664,5	2665,5	2557,64	2558,63	1	1	67,911	4,8	17,5	7,3	52,8	47,2	0,36	0,64	Нефть
Малоключевое	0258_001	ЮВ\1-1	2661,3	2675,5	2665,9	2667,9	2559,03	2561,03	1,99	1,99	66,979	3,9	17,6	7,7	59,6	40,4	0,36	0,64	Нефть
Малоключевое	0258_001	ЮВ\1-1	2661,3	2675,5	2667,9	2668,6	2561,03	2561,72	0,7	0,7	65,32		16,6	4,4			0,39	0,61	Нефть
Малоключевое	0258_001	ЮВ\1-1	2661,3	2675,5	2669,9	2670,4	2563,02	2563,52	0,5	0,5	48,763		15,7	2,6			0,48	0,52	Нефть
Малоключевое	0260_001	ЮВ\1-1	2955,2	2970,1	2955,5	2955,9	2553,51	2553,9	0,39	0,39	60,322		18,5	13			0,37	0,63	Нефть
Малоключевое	0260_001	ЮВ\1-1	2955,2	2970,1	2957,1	2958,6	2555,06	2556,51	1,45	1,45	62,298	4,2	18,7	15	53,2	46,8	0,36	0,64	Нефть
Малоключевое	0260_001	ЮВ\1-1	2955,2	2970,1	2959	2959,9	2556,9	2557,77	0,87	0,87	66,801	3,7	19,6	24,5	54,7	45,3	0,33	0,67	Нефть
Малоключевое	0260_001	ЮВ\1-1	2955,2	2970,1	2961	2961,7	2558,84	2559,52	0,68	0,68	67,962		19,6	24,7			0,32	0,68	Нефть
Малоключевое	0260_001	ЮВ\1-1	2955,2	2970,1	2963,1	2964,3	2560,88	2562,05	1,17	1,17	58,021	3,9	18	9,9	57,7	42,3	0,38	0,62	Нефть
Малоключевое	0260_001	ЮВ\1-1	2955,2	2970,1	2965,6	2966,1	2563,31	2563,79	0,49	0,49	49,57		15,7	2,5			0,48	0,52	Нефть
Малоключевое	0260_001	ЮВ\1-3	3003,5	3016,4	3012,9	3013,4	2609,33	2609,82	0,49		39,508		14,3	1,1			0,59	0,41	Вода
Малоключевое	0260_001	ЮВ\1-3	3003,5	3016,4	3014	3014,7	2610,4	2611,08	0,68		34,321		16,6	4,3			0,55	0,45	Вода
Малоключевое	0270_002	ЮВ\1-1	2966,6	2981,8	2967,4	2968,6	2563,49	2564,65	1,16	1,16	63,383	4,3	16,7	4,6	59,8	40,2	0,39	0,61	Нефть
Малоключевое	0270_002	ЮВ\1-1	2966,6	2981,8	2969,4	2971,4	2565,42	2567,35	1,94	1,94	63,921	4,9	17,6	7,7	52,4	47,6	0,37	0,63	Нефть
Малоключевое	0270_002	ЮВ\1-1	2966,6	2981,8	2971,4	2972,3	2567,35	2568,23	0,87	0,87	68,177	4,6	17,2	6,3	55,5	44,5	0,37	0,63	Нефть
Малоключевое	0270_002	ЮВ\1-1	2966,6	2981,8	2972,8	2973,7	2568,71	2569,58	0,87	0,87	68,177	3,7	17,1	6	62,6	37,4	0,37	0,63	Нефть
Малоключевое	0270_002	ЮВ\1-1	2966,6	2981,8	2976,8	2977,5	2572,58	2573,26	0,68	0,68	62,544		15,5	2,3			0,43	0,57	Нефть
Малоключевое	0270_002	ЮВ\1-2	2997,3	3013,1	2997,8	2998,6	2592,94	2593,72	0,78		56,768	4	13,5	0,7	78,3	21,7	0,52	0,48	Вода
Малоключевое	0270_002	ЮВ\1-2	2997,3	3013,1	2999,6	3000,1	2594,69	2595,18	0,49		40,922		13,8	0,9			0,60	0,40	Вода
Малоключевое	0273_001	ЮВ\1-1	2669,9	2685,6	2671	2671,6	2559,48	2560,07	0,59	0,59	56,95		16,6	4,3			0,42	0,58	Нефть
Малоключевое	0273_001	ЮВ\1-1	2669,9	2685,6	2672,8	2674,2	2561,26	2562,64	1,38	1,38	66,989	5	18,8	15,4	47,8	52,2	0,34	0,66	Нефть
Малоключевое	0273_001	ЮВ\1-1	2669,9	2685,6	2674,5	2675,5	2562,94	2563,92	0,99	0,99	65,149	5	18,6	13,7	48,4	51,6	0,35	0,65	Нефть
Малоключевое	0273_001	ЮВ\1-1	2669,9	2685,6	2675,5	2676,5	2563,92	2564,91	0,99	0,99	61,897	3,9	18,1	10,4	57,3	42,7	0,37	0,63	Нефть
Малоключевое	0273_001	ЮВ\1-1	2669,9	2685,6	2676,5	2677,2	2564,91	2565,6	0,69	0,69	53,915		16,2	3,4			0,44	0,56	Нефть
Малоключевое	0273_001	ЮВ\1-1	2669,9	2685,6	2678,6	2679,3	2566,99	2567,68	0,69	0,69	45,381		15,2	1,9			0,52	0,48	Нефть
Малоключевое	0273_001	ЮВ\1-1	2669,9	2685,6	2680,3	2681	2568,67	2569,36	0,69	0,69	61,705		17,7	8,1			0,38	0,62	Нефть
Малоключевое	0274_001	ЮВ\1-1	2777,8	2793,4	2778,3	2779,1	2566,83	2567,62	0,78	0,78	38,793	4	17,5	7,2	58,7	41,3	0,49	0,51	Нефть
Малоключевое	0274_001	ЮВ\1-1	2777,8	2793,4	2780,9	2782	2569,38	2570,46	1,08	1,08	57,195	3,6	18,7	15,1	58,2	41,8	0,37	0,63	Нефть
Малоключевое	0274_001	ЮВ\1-1	2777,8	2793,4	2782,3	2782,9	2570,76	2571,34	0,59	0,59	57,554		18,4	12,4			0,38	0,62	Нефть
Малоключевое	0274_001	ЮВ\1-1	2777,8	2793,4	2784,3	2786,5	2572,72	2574,88	2,16		53,67	1,9	18,5	13,5	83,9		0,39	0,61	Нефть
Малоключевое	0274_001	ЮВ\1-1	2777,8	2793,4	2788,1	2788,7	2576,45	2577,03	0,59		31,126		16,4	4			0,58	0,42	Вода
Малоключевое	0274_001	ЮВ\1-2	2807,6	2822,9	2812,6	2813,5	2600,52	2601,41	0,89		49,996	4,1	12,8	0,5	81,2		0,58	0,42	Вода
Малоключевое	0284_002	ЮВ\1-1	2908,2	2921,6	2908,4	2910,6	2556,13	2558,22	2,09	2,09	65,941	7	18,6	13,7	40	60	0,35	0,65	Нефть
Малоключевое	0284_002	ЮВ\1-1	2908,2	2921,6	2911,1	2912,2	2558,7	2559,74	1,05	1,05	63,798	4,9	18,2	11,2	50,1	49,9	0,36	0,64	Нефть
Малоключевое	0284_002	ЮВ\1-1	2908,2	2921,6	2915	2916,2	2562,4	2563,55	1,14	1,14	45,978	4,9	13,7	0,8	68,3	31,7	0,57	0,43	Вода
Малоключевое	0284_002	ЮВ\1-2	2934,6	2950	2939,2	2940,4	2585,5	2586,65	1,15		29,368	4,6	12,7	0,4	76,9		0,77	0,23	Вода
Малоключевое	0284_002	ЮВ\1-2	2934,6	2950	2941,2	2942,1	2587,42	2588,29	0,86		36,6	4,2	13,9	0,9	74,2		0,63	0,37	Вода
Малоключевое	0285_002	ЮВ\1-1	2805,6	2818,3	2805,8	2807,6	2554,83	2556,6	1,77	1,77	69,636	6,2	16	3,1	50,3	49,7	0,39	0,61	Нефть
Малоключевое	0285_002	ЮВ\1-1	2805,6	2818,3	2808	2808,9	2557	2557,89	0,89	0,89	66,698	4,9	15,9	2,9	57,9	42,1	0,40	0,60	Нефть
Малоключевое	0285_002	ЮВ\1-1	2805,6	2818,3	2808,9	2809,6	2557,89	2558,58	0,69	0,69	66,698		15,7	2,5			0,41	0,59	Нефть
Малоключевое	0285_002	ЮВ\1-1	2805,6	2818,3	2810,1	2810,8	2559,07	2559,76	0,69	0,69	60,683		15,5	1,7			0,45	0,55	Нефть



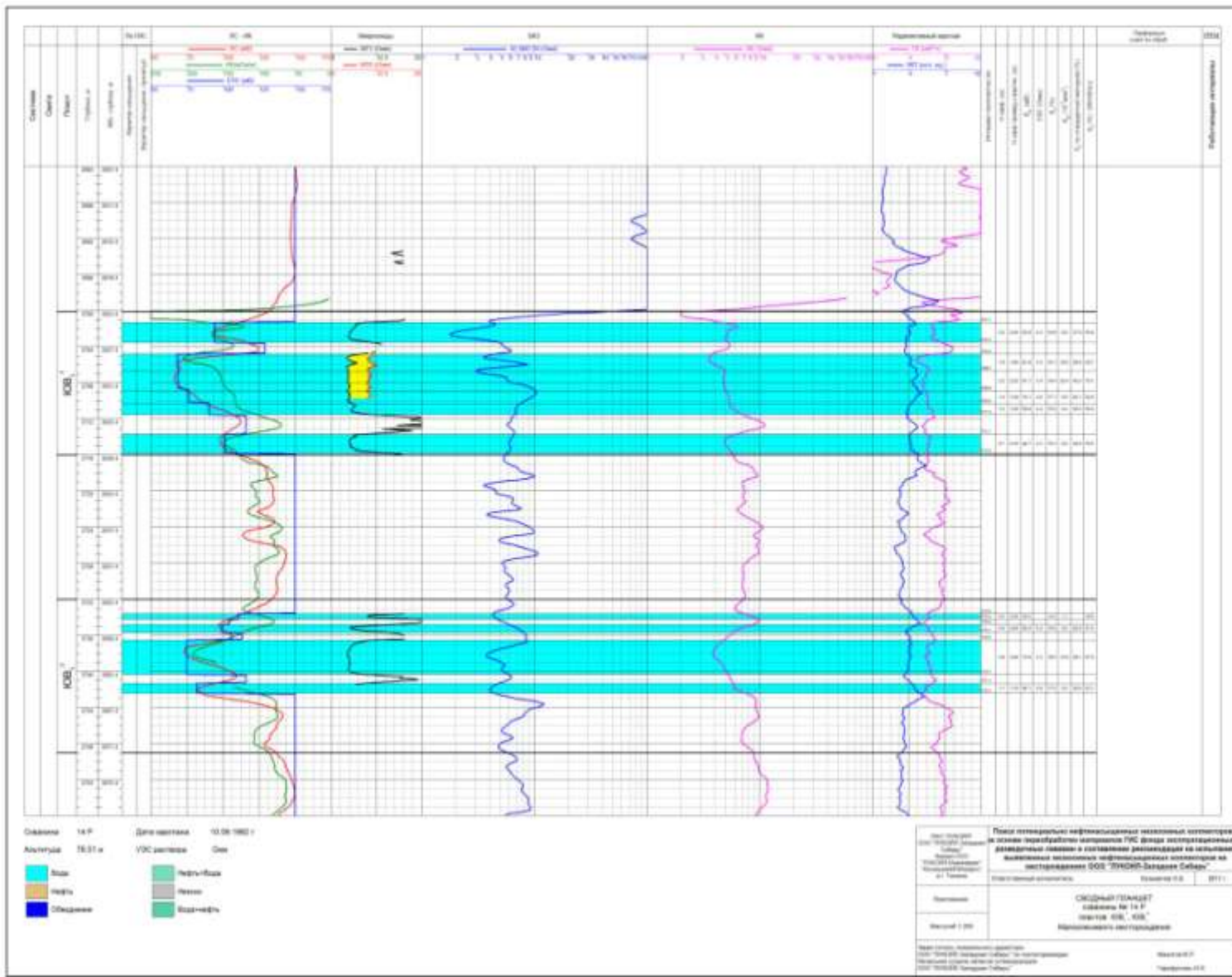
Интерпретация перспективных на нефть и газ интервалов



Интерпретация перспективных на нефть и газ интервалов



Интерпретация перспективных на нефть и газ интервалов



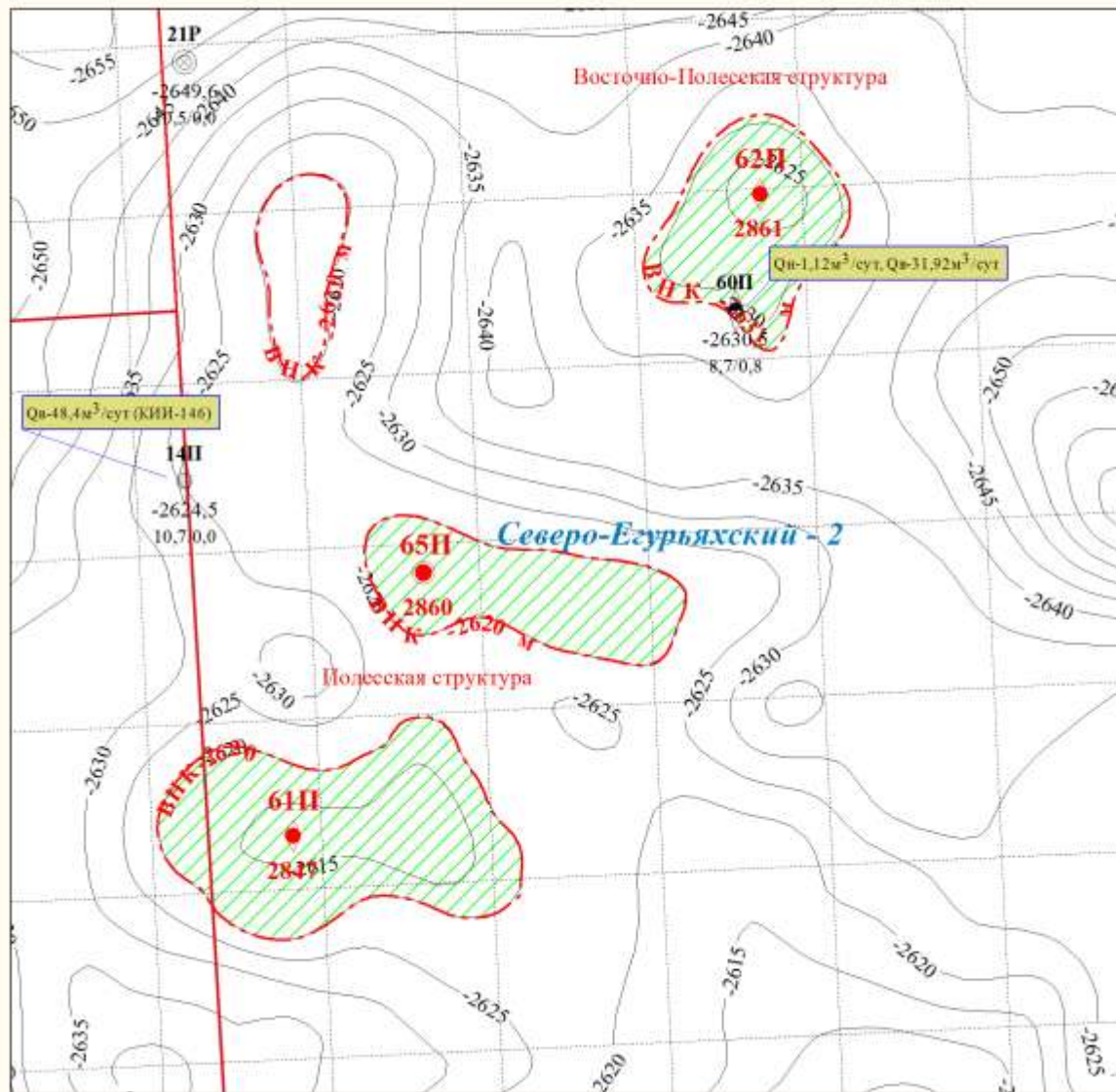


ЛУКОЙЛ

Интерпретация перспективных на нефть и газ интервалов



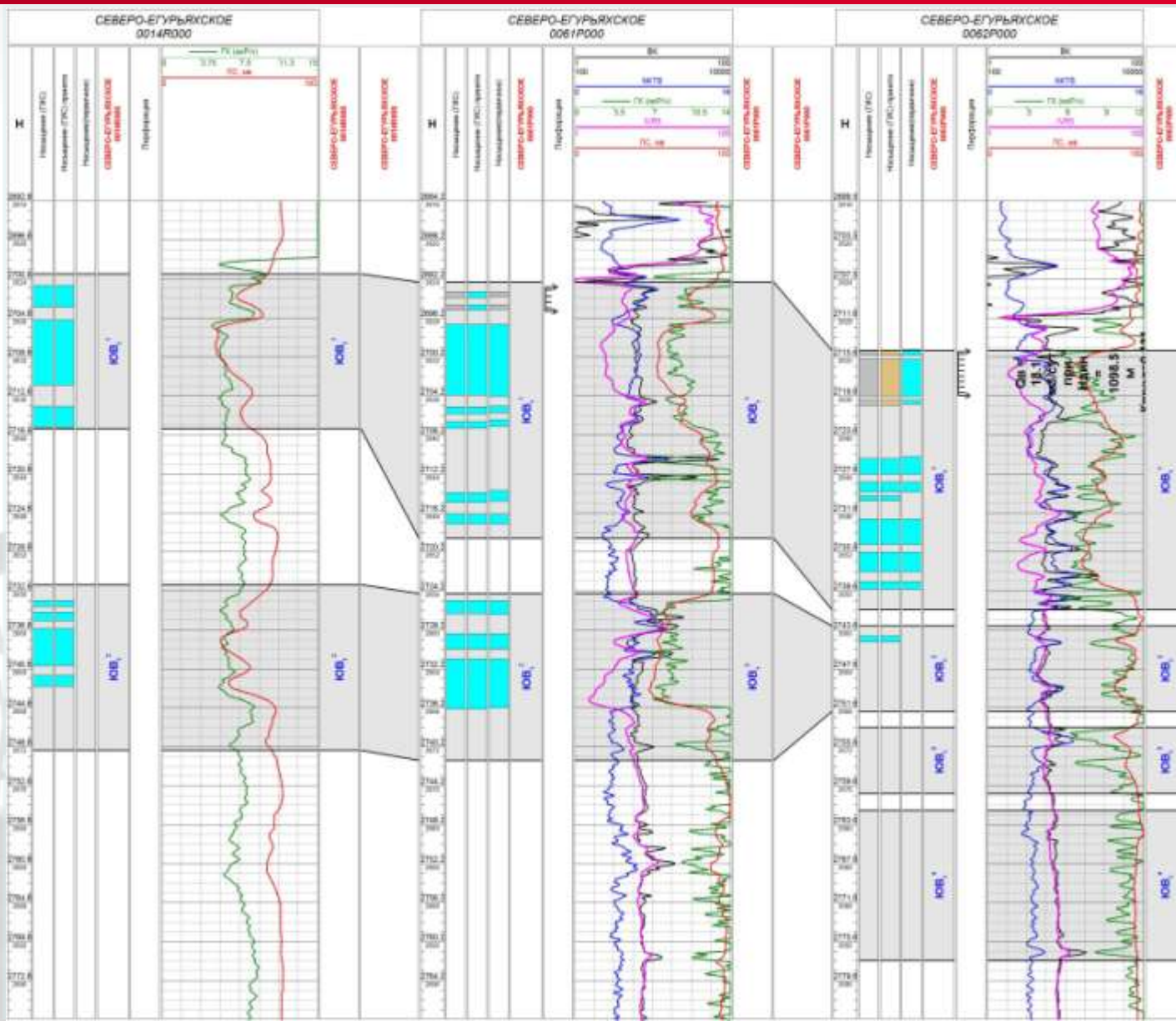
Фрагмент структурной карты по кровле коллектора пласта ЮВ1/1
(по данным 3D с.п. 14/12-13 ОАО "Башнефтегеофизика")





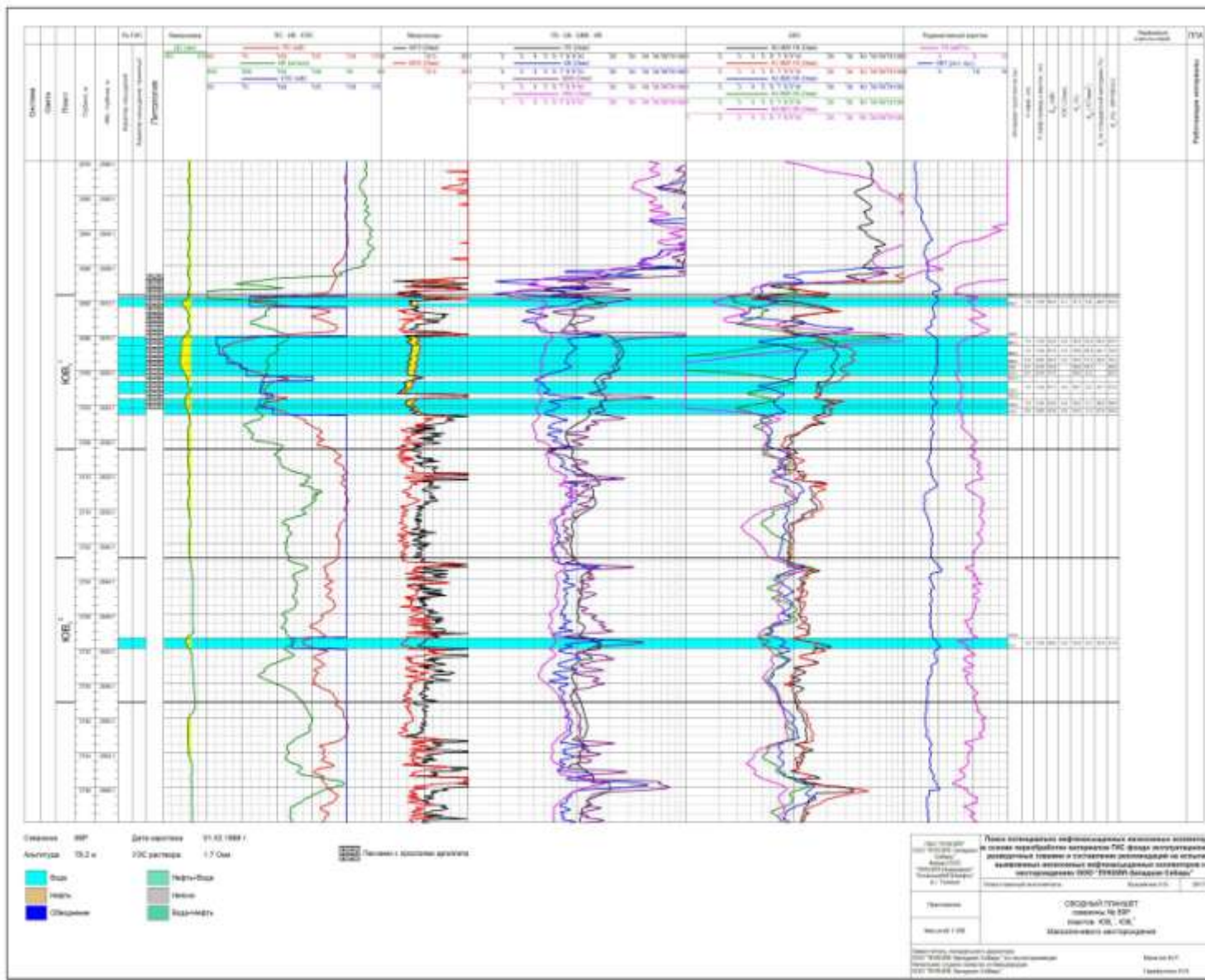
ЛУКОЙЛ

Интерпретация перспективных на нефть и газ интервалов





Интерпретация перспективных на нефть и газ интервалов



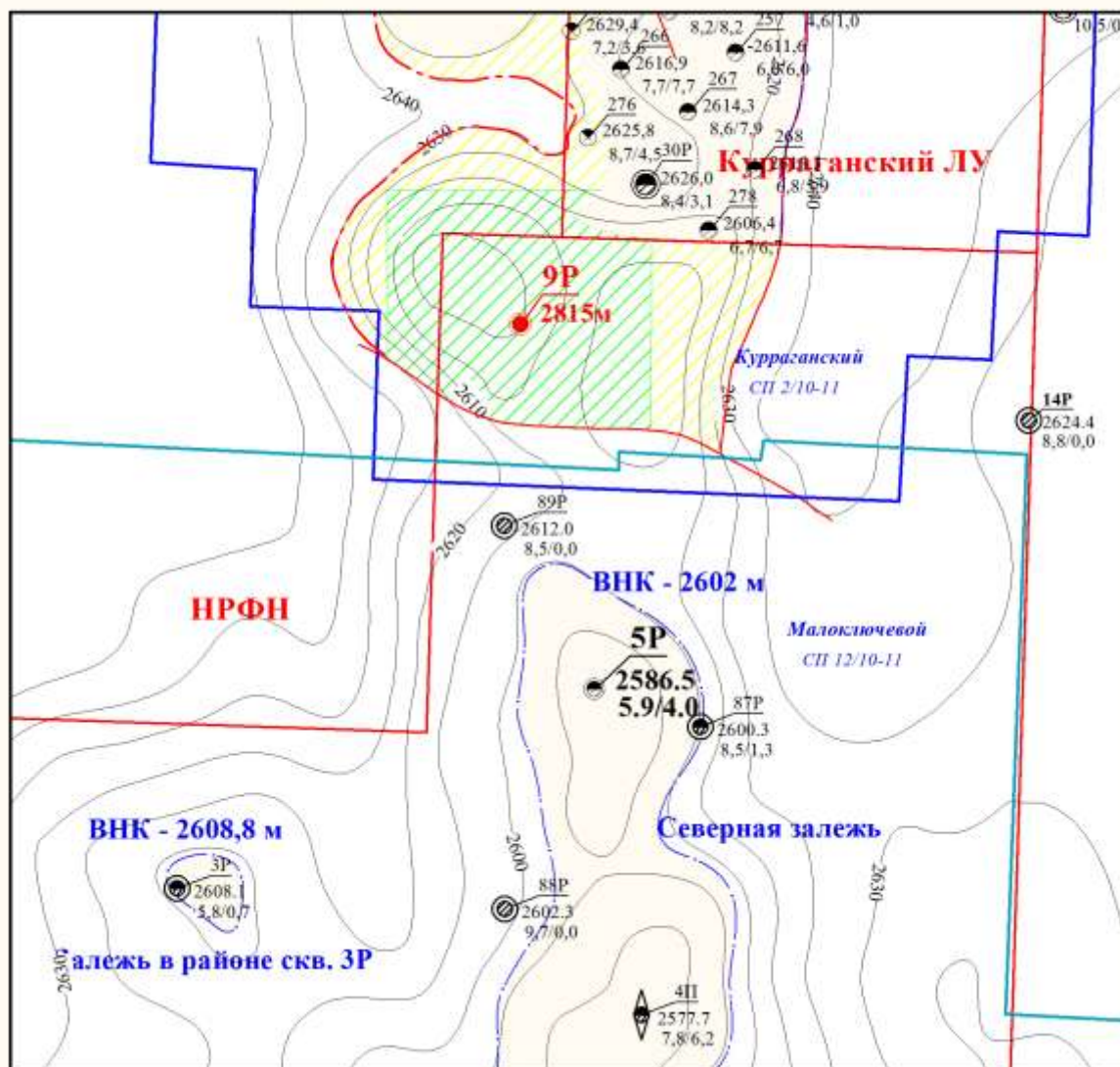


ЛУКОЙЛ

Интерпретация перспективных на нефть и газ интервалов



Фрагмент структурной карты по пласту ЮВ1/1



Выводы



1. На новых лицензионных участках необходима переинтерпретация материалов ГИС старых поисково-разведочных скважин, используя новые методики интерпретации для оценки характера насыщения.
2. Если это технически возможно уточнить абсолютную отметку коллектора проводя замер современным инклинометром, лучше гироскопическим инклинометром.
3. Если на данном участке проведена 3-D сейсмика перестроить сейсмогеологическую модель, с учетом новых данных инклинометрии.
4. Уточнив абсолютную отметку коллектора, провести переиспытание коллектора.

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.

Спасибо за внимание!



Всегда в движении!

[illegible]

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_H (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 папок 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.

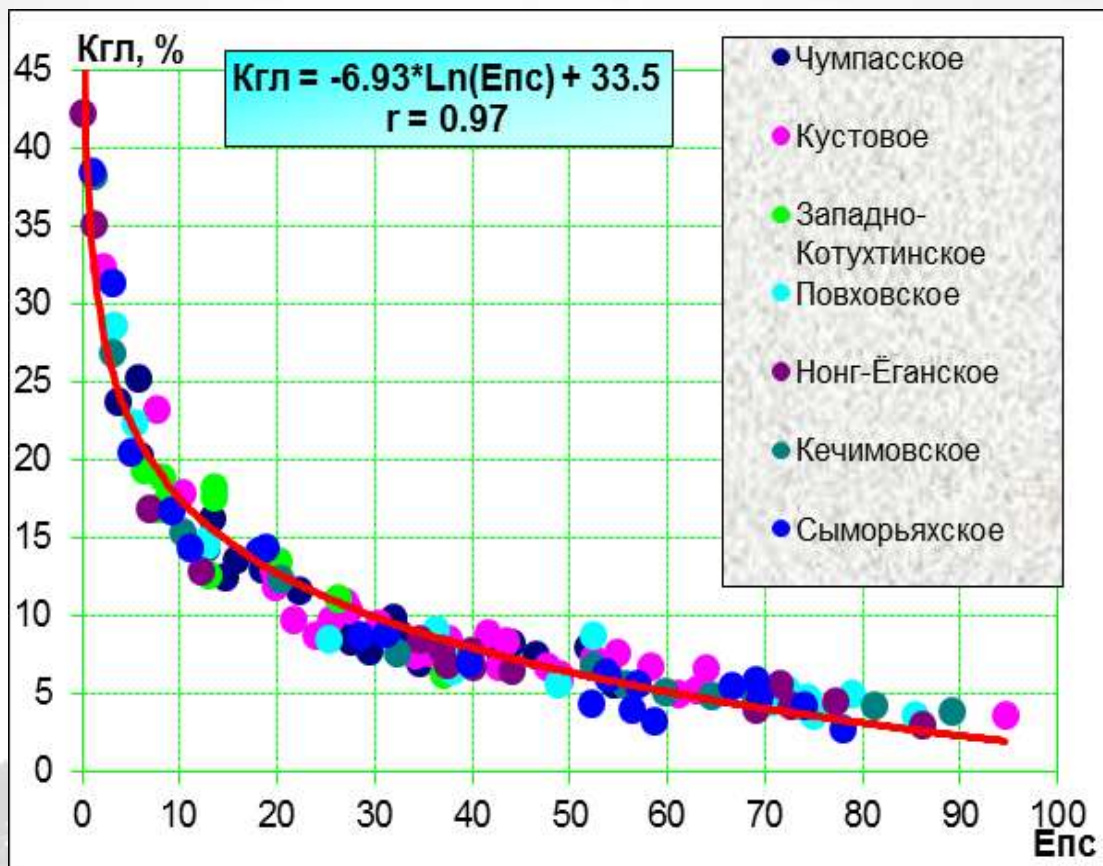
Председатель секции нефти и газа
ЭТС ГКЗ

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.