

## Разработка поисковых критериев выявления нефтенасыщенных низкоомных терригенных коллекторов в Западной Сибири по данным изучения керна и геофизических исследований скважин

О.Б. Кузьмичев  
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)

Адрес для связи: [kob@nipi.ws.lukoil.com](mailto:kob@nipi.ws.lukoil.com)

**Ключевые слова:** низкоомные коллекторы, потенциал самопроизвольной поляризации (ПС), статический потенциал, объемная влажность, коэффициент нефтегазонасыщенности

Рассмотрена проблема оценки коэффициента нефтегазонасыщенности низкоомных коллекторов при геологическом моделировании и подсчете запасов углеводородов. При представлении материалов геологического моделирования и подсчета запасов углеводородов в ФБУ «ГКЗ РФ» приняты два способа оценки коэффициента нефтегазонасыщенности. Первый (основной) способ предполагает использование в качестве петрофизической основы зависимостей Дахнова – Арчи, построенных по представительным результатам изучения керна. Альтернативным вариантом определения коэффициента нефтенасыщенности является использование связи между удельным электрическим сопротивлением пласта и его объемной влажностью, определенной по результатам анализа керна и каротажных данных по скважинам, пробуренным с применением промывочной жидкости на нефилтующейся основе. Обе методики напрямую включают удельное электрическое сопротивление нефтенасыщенного пласта, которое может быть занижено в силу различных причин (из-за присутствия в пласте сульфидов железа, оксидов и железистых пленок на поверхности пор и нефтяных капель, межслоевых катионов и др.). Соответственно коэффициент нефтенасыщенности, определенный по этим методикам, также будет заниженным.

Для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности сложнопостроенных, в том числе низкоомных коллекторов, разработана оригинальная методика. По данным комплекса ГИС и материалам изучения керна определяется коэффициент пористости прослоя. По результатам комплексной интерпретации материалов ГИС оценивается статический потенциал. С использованием данных исследования керна рассчитывается объемная влажность, строится зависимость керн – ГИС и определяется коэффициент нефтегазонасыщенности продуктивного коллектора.

Критерии нефтенасыщенности интерпретируемого по ГИС пласта заключаются в следующем: 1) коэффициент нефтенасыщенности, определенный по предлагаемой методике, больше коэффициента нефтенасыщенности, определенного по стандартным методикам (слабое условие); коэффициент нефтенасыщенности, определенный по предлагаемой методике, больше или равен 50 % (сильное условие).

Приведены результаты интерпретации низкоомных нефтенасыщенных коллекторов некоторых месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

В настоящее время актуальной является проблема оценки коэффициента нефтегазонасыщенности низкоомных коллекторов при геологическом моделировании и подсчете запасов углеводородов. Низкоомными называют нефтегазонасыщенные коллекторы, удельное электрическое сопротивление (УЭС) которых, определенное согласно существующим в настоящее время методам измерений и методикам интерпретации, ниже критического значения, являющегося границей нефть – вода. В таких коллекторах, выделенных по данным интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) как водонасыщенные, при испытаниях получают значительные притоки нефти или нефти с водой.

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

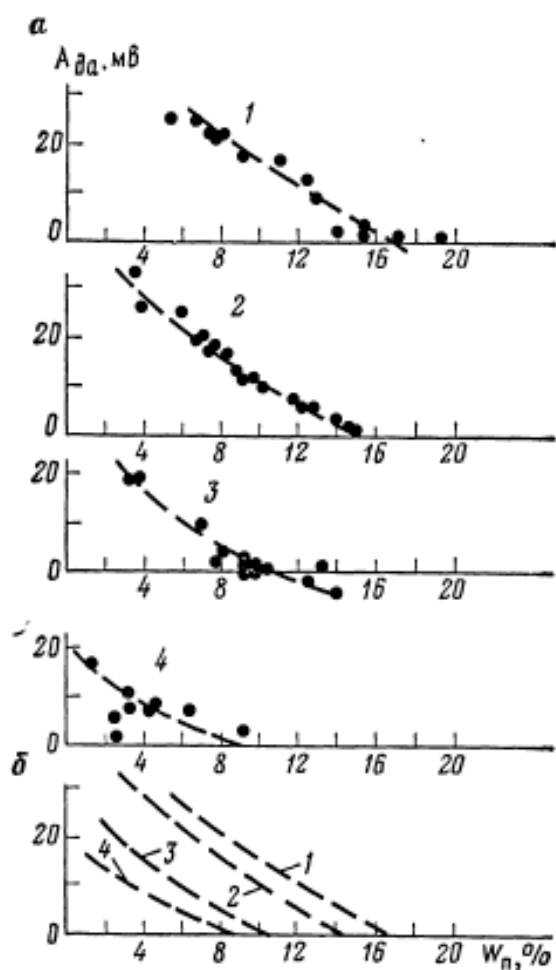
1. Использование в качестве петрофизической основы зависимостей Дахнова – Арчи:  $P_n = f(K_n)$  ( $P_n$  – относительное сопротивление;  $K_n$  – пористость) и  $P_n = f(K_v)$  ( $P_n$  – параметр насыщенности (коэффициент увеличения сопротивления);  $K_v$  – водонасыщенность), построенных по представительным результатам анализа керна.

2. Использование для определения коэффициента нефтенасыщенности связи между УЭС 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 методики напрямую используют УЭС нефтенасыщенного пласта, которое может быть занижено по разным причинам (из-за присутствия в пласте сульфидов железа, оксидов и железистых пленок на поверхности пор и нефтяных капель, межслоевых катионов и др.). Соответственно коэффициент нефтенасыщенности, определенный по этим методикам, также будет заниженным [2, 3].

Анализ существующих подходов к решению проблемы поиска потенциально нефтенасыщенных низкоомных коллекторов показал, что в настоящее время предлагается два варианта решения указанной проблемы. Первый вариант разработан А.В. Ежовой [4] и И.А. Мельником [5]. Второй вариант, основанный на способе нормализации геофизических кривых (Н.Н. Заляев), предложен НПО «Нефтегазтехнология» и опробован на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» [6].

В.Н. Дахновым и В.Н. Кобрановой установлена экспериментальная связь диффузионно-адсорбционной активности  $A_{ДА}$  от объемной влажности  $W = K_{п} \cdot K_{во}$  ( $K_{во}$  – остаточная водонасыщенность) для полимиктовых песчано-глинистых пород с различными видами внутриверхового цемента (рис. 1) [7]. Связь между параметром  $A_{ДА}$  и статическим потенциалом  $E_{ПС}$  установлена Б.Ю. Вендельштейном [8].



**Рис. 1. Зависимости диффузионно-адсорбционной активности  $A_{ДА}$**

**от объемной влажности  $W_n$  полимиктовых пород песчано-глинистых отложений площадей Башкортостана и Татарстана [7]:**

*а* – породы с цементом: 1 – железистым, железистой пленкой вокруг зерен, пиритовым и сидеритовым; 2 – глинистым, глинисто-серицитовым и контактно-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)

Недостаточное развитие теории метода ПС в скважине не позволяло автоматизировать процесс расчета статического потенциала  $E_{ПС}$ . Автором для расчета  $E_{ПС}$  были разработаны теоретические основы [9, 10] и программа комплексной интерпретации метода ПС и электрометодов ГИС IntREst<sup>©</sup> [11, 12]. С учетом того, что коэффициент  $A_{ДА}$  определяется в лаборатории на ограниченном числе образцов, не охватывая в целом месторождение, предлагается определять коэффициент нефтегазонасыщенности с использованием зависимости  $E_{ПС}=f(W_n)$ , где статический потенциал  $E_{ПС}$  находится по результатам интерпретации материалов ГИС месторождения в целом [3].

Для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности сложнопостроенных, в том числе низкоомных коллекторов, разработана оригинальная методика, которая заключается в следующем [3].

1. По данным комплекса ГИС и изучения керна определяется коэффициент пористости  $K_n$  прослоя.

2. По результатам комплексной интерпретации данных ПС и электрических методов ГИС оценивается статический потенциал  $E_{ПС}$  (программы комплексной интерпретации IntREst<sup>©</sup> (филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени) или LogWin-ЭК (ООО «Нефтегазгеофизика», г. Тверь) [13]).

3. С использованием данных исследования керна рассчитывается объемная влажность  $W = K_n \cdot K_{во}$ .

4. Строится зависимость керна – ГИС  $W = f(E_{ПС})$  (рис. 2);

5. Рассчитывается коэффициент нефтегазонасыщенности продуктивного коллектора  $K_n = 1 - W/K_n$ .

Установлены критерии нефтенасыщенности, интерпретируемого по ГИС, пласта:

1) коэффициента нефтенасыщенности, определенный по предлагаемой методике, больше коэффициента нефтенасыщенности, определенного по стандартным методикам (слабое условие);

2) коэффициент нефтенасыщенности, определенный по предлагаемой методике, больше или равен 50 % (сильное условие).

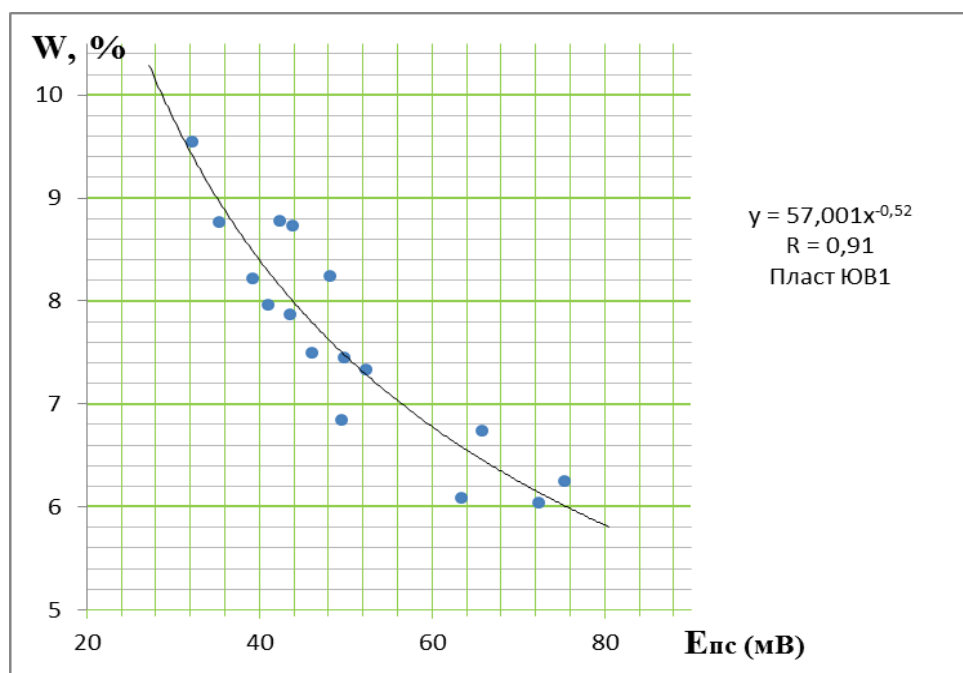


Рис. 2. Зависимость  $W = f(E_{пс})$

По предлагаемой методике были переинтерпретированы данные по старым поисково-разведочным скважинам и скважинам, пробуренным в 2014 - 2016 гг., Малоключевого месторождения. В частности, пересмотрены результаты интерпретации поисково-разведочной скв. 14 на границе Малоключевого и Полесского месторождений (Северо-Егурьяхский-2 лицензионный участок).

По результатам переинтерпретации материалов ГИС в скв. 14 в пластах ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> возможно наличие нефти или нефти с водой. С учетом того, что скв. 14 была пробурена в 1982 г., результаты инклинометрии скважин, выполненной в то время приборами КИТ, имеют ограниченное применение. При испытании пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, проведенном аппаратурой КИИ-146, был получен



**Таблица 1**

$H_{эф}, м$	$E_{ПС}, мВ$	$УЭС, Ом·м$	$K_{п}, \%$	$k_{пр}, 10^{-3} мкм^2$	$K_{в}, \%$	$K_{п}, \%$	Насыщение
<b>Пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup></b>							
2,2	55,8 5	4,3	15,9	2,9	63/44,2	37/55,8	Вода/нефть
1,9	81,8	3,3	19,1	18,5	60,2/30,3	39,8/69,8	Вода/нефть
2,2	81,1	3,4	19,4	22,4	58/29,9	42/70,1	Вода/нефть
1,4	74,1	4	17,1	5,9	59,9/35,5	40,1/64,5	Вода/нефть
1,2	59,8	4,4	15,6	2,4	63,4/43,6	36,6/56,4	Вода/нефть
2,1	48,7	4,3	15,3	2	66/49,5	34/50,5	Вода/нефть
<b>Пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup></b>							
0,6	39,4		14,3	1,1	/59,2	/40,8	
0,9	50,6	5,4	15,2	2	58/48,6	42/51,4	Вода/нефть
3,8	74,9	3,3	18,6	14	61,9/32,5	38,1/67,5	Вода/нефть
1,1	68,1	4	17,2	6,2	60,2/36,9	39,8/63,1	Вода/нефть

**Примечания.** 1.  $H_{эф}$  – эффективная толщина;  $k_{пр}$  – проницаемость.

2. В числителе приведены результаты, полученные по стандартной методике, в знаменателе – по предлагаемой.

С учетом отмеченного предлагается провести повторные испытания пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> в скв. 14, а также, если это технически возможно, выполнить исследования современным гироскопическим инклинометром.

До бурения скв. 9р на Малоключевом лицензионном участке в 2018 г. предлагается провести повторные испытания пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> в скв. 89р (рис. 4), а также, если это технически возможно, исследовать траекторию скважины современным гироскопическим инклинометром. Скв. 89р была пробурена в 1988 г. и по результатам интерпретации материалов ГИС по пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> из-за низких УЭС была признана водонасыщенной (рис. 5). Промыслово-геофизических исследований и испытаний проведено не было. Переинтерпретация данных ГИС по новой методике показала насыщение нефтью (табл. 2). В то же время гипсометрическая отметка в скв. 89р находится

немного ниже, чем в скв. 5р, поэтому при испытаниях следует ожидать приток нефти с водой.

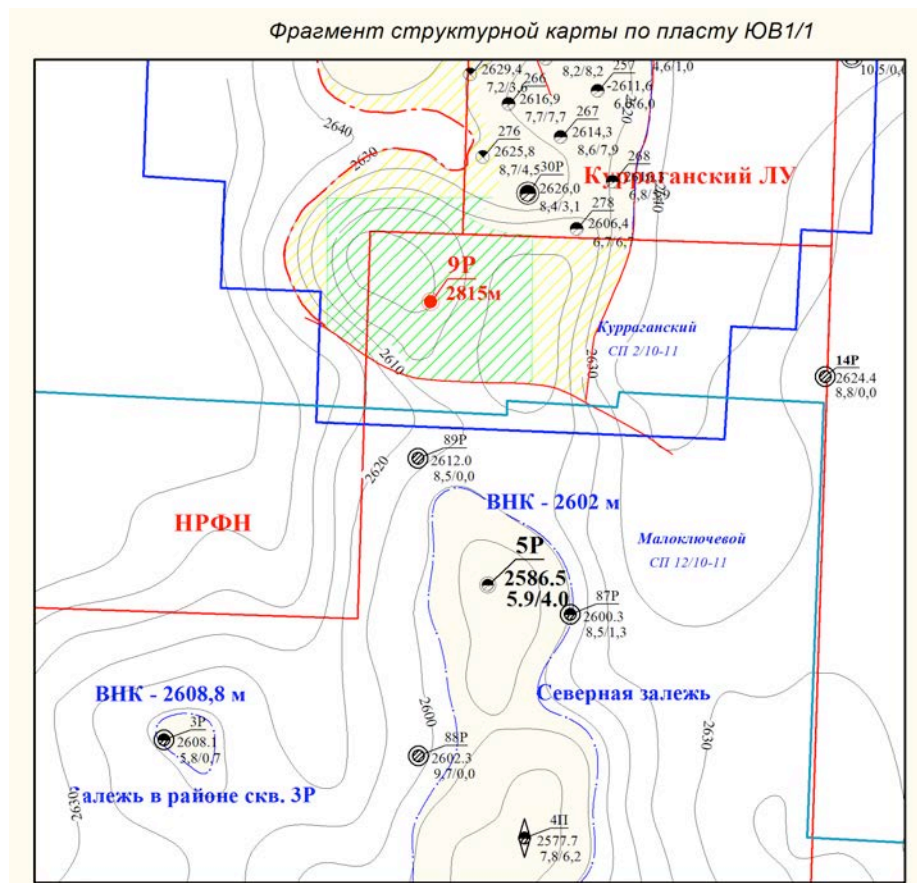


Рис. 4. Фрагмент структурной карты пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> на границе Малоключевого и Курраганского месторождений

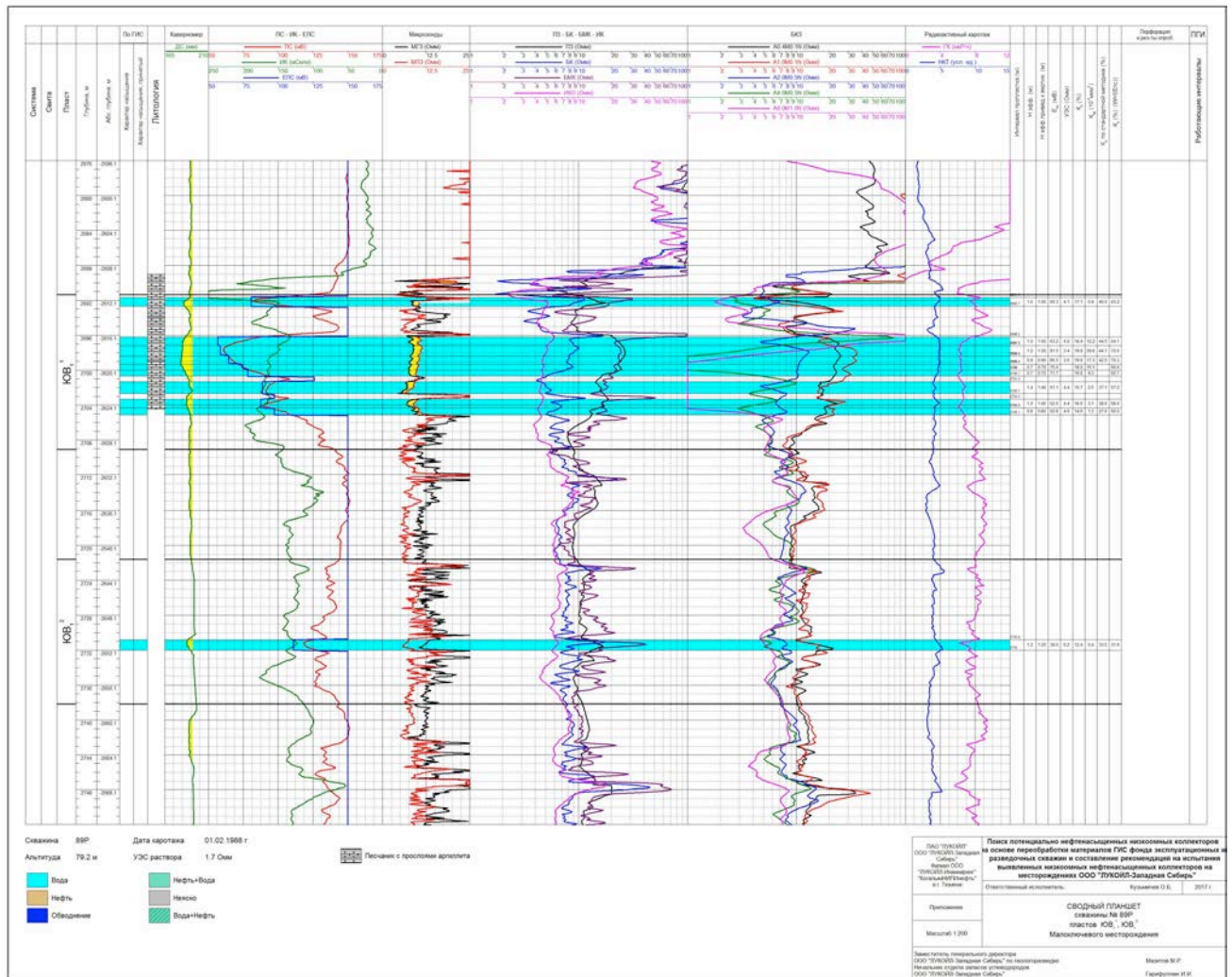
Таблица 2

$H_{эф}, м$	$E_{ПС}, мВ$	$УЭС, Ом \cdot м$	$K_{п}, \%$	$k_{пр}, 10^{-3} мкм^2$	$Kв, \%$	$Kн, \%$	Насыщение
<b>Пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup></b>							
1	69,3	4,1	17,1	5,8	59,5/36,8	40,5/63,2	Вода/нефть
1	63,2	4	18,4	12,2	55,5/35,9	44,5/64,1	Вода/нефть
1,2	91,5	3,4	19,9	29,6	55,9/27,4	44,1/72,6	Вода/нефть
0,9	85,5	3,6	19	17,3	57,5/29,7	42,5/70,3	Вода/нефть
0,7	75,4		18	10,1	/33,4	/66,6	Вода/нефть
0,7	71,7		16,6	4,3	/37,3	/62,7	Вода/нефть
1,4	61,1	4,4	15,7	2,5	62,9/42,8	37,1/57,2	Вода/нефть
1	62,6	4,4	16	3,1	61,4/41,4	38,6/58,6	Вода/нефть
0,8	52,8	4	14,5	1,3	72,4/50,0	27,6/50,0	Вода/нефть
<b>Пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup></b>							



1,2	39	6,2	12,4	0,4	66,5/68,1	33,5/31,9	Вода/вода
-----	----	-----	------	-----	-----------	-----------	-----------

**Примечание.** В числителе приведены результаты, полученные по стандартной методике, в знаменателе – по предлагаемой.



**Рис. 5. Геолого-геофизическая характеристика пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> в скв. 89р Малоключевого месторождения**

По новой методике были переинтерпретированы материалы геофизических исследований скв. 743ц куста № 7 Малоключевого месторождения (рис. 6). Показано, что низкоомный пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> по стандартной методике Дахнова – Арчи характеризуется как водонасыщенный, по новой методике - как нефтенасыщенный (табл. 3). При испытаниях пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, проведенных в конце апреля 2017 г., получено 8 т нефти при обводненности 20 %, то есть Центральная и Северная залежи по пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> объединяются (рис.

7). Пласт ЮВ<sub>2</sub> и по стандартной и по новой методике характеризуется как нефтенасыщенный и рекомендуется к испытанию.

Сравнение оценок коэффициентов нефтенасыщенности Кнг, определенных по стандартной методике Дахнова-Арчи и по новой методике  $E_{ПС}=f(W_{П})$ , показывает (см. табл. 3) некоторое завышение Кнг, определенной по новой методике, над Кнг, определенным по стандартной методике Дахнова-Арчи в нефтенасыщенных пластах (пласт ЮВ<sub>2</sub> скв. 743ц, табл. 3). Но в низкоомных пластах (пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> скв. 743ц, табл. 3), где стандартная методика Дахнова-Арчи перестает работать, новая методика дает разумные значения Кнг, подтверждаемые результатами испытаний. Таким образом, расчеты Кнг по зависимости  $E_{ПС}=f(W_{П})$  можно использовать в качестве дополнительного поискового критерия нефтенасыщенных пластов.

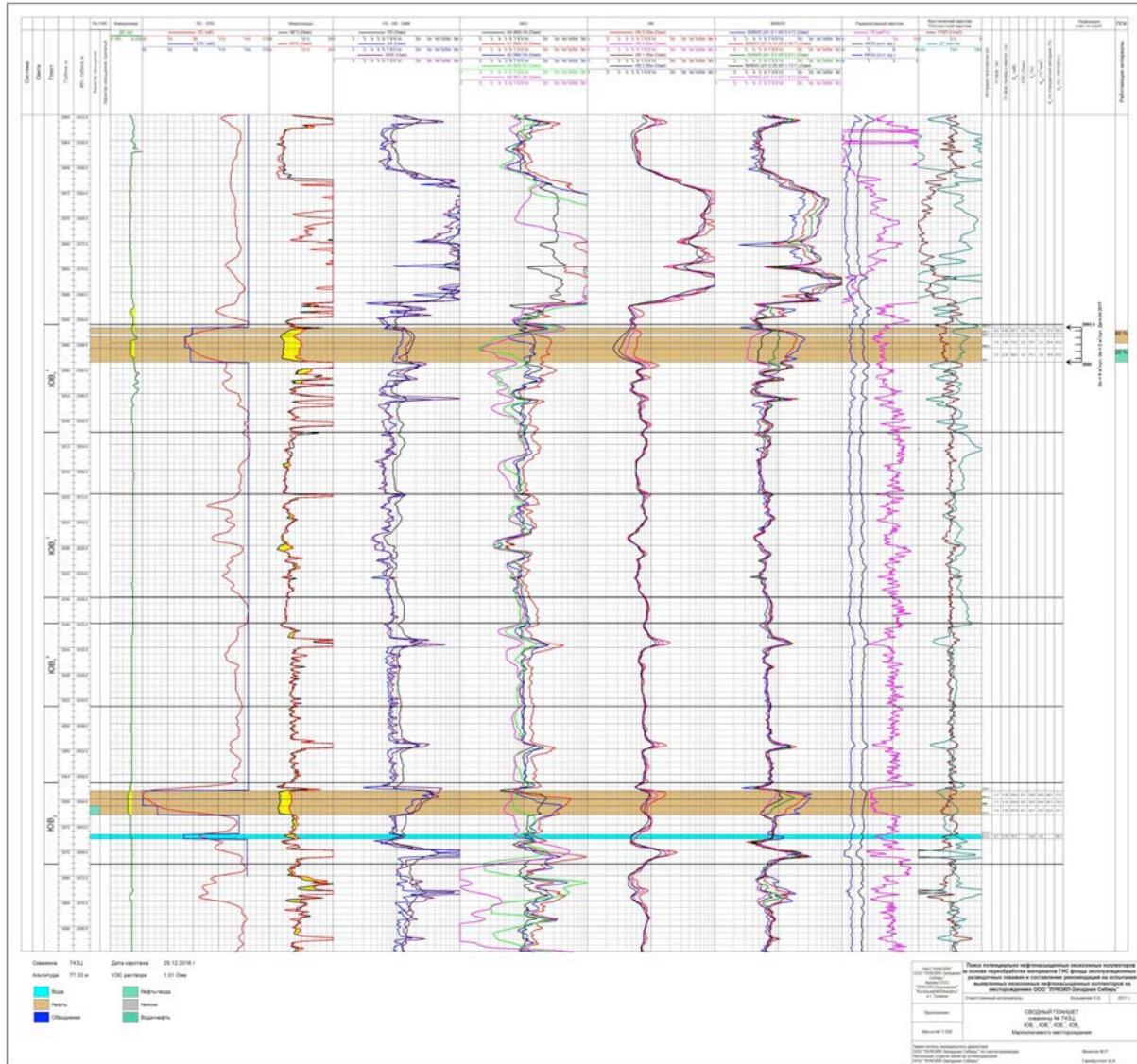
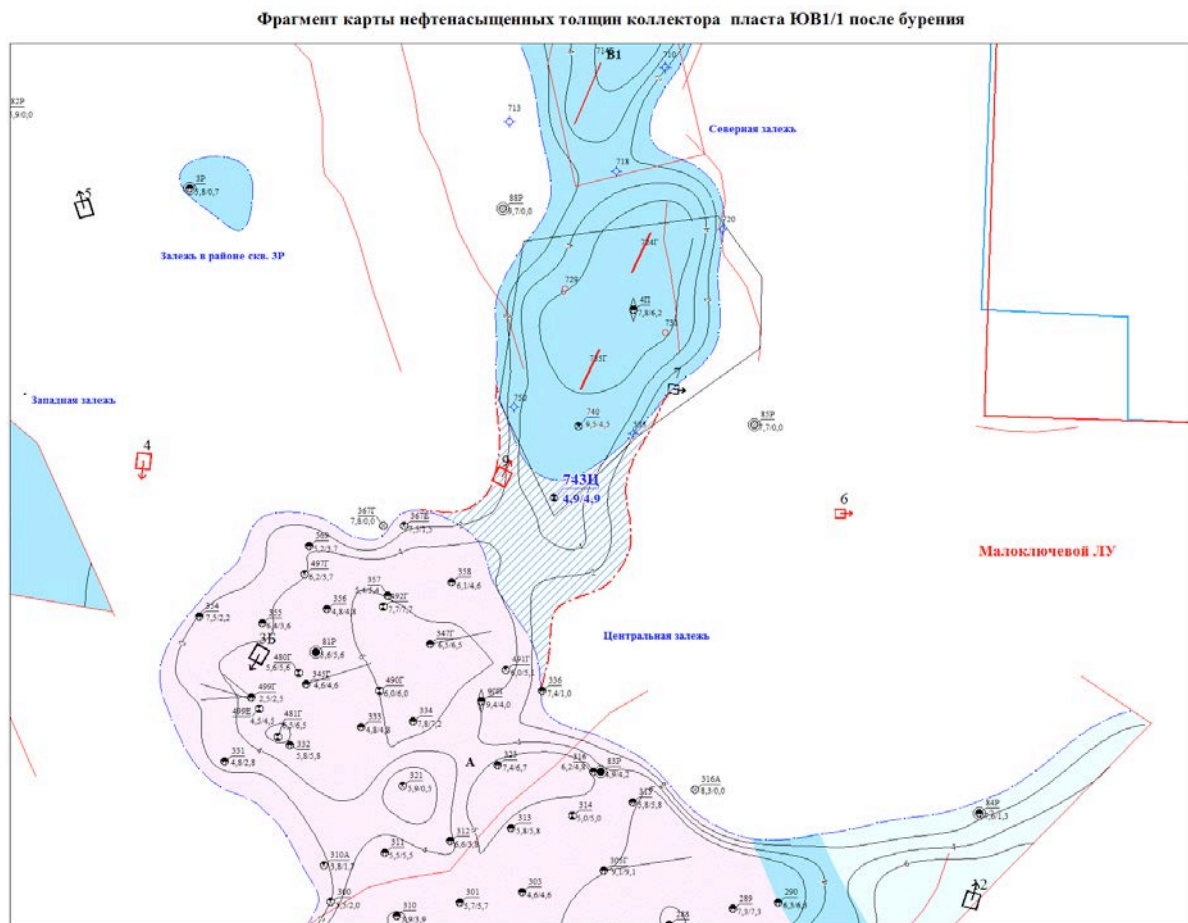


Рис. 6. Геолого-геофизическая характеристика пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>2</sub> в скв. 743ц Малоключевого месторождения

Таблица 3

$H_{эф}, м$	$E_{ПС}, мВ$	$УЭС, Ом·м$	$K_{п}, \%$	$k_{пр}, 10^{-3} мкм^2$	$Kв, \%$	$Kн, \%$	Насыщение
<b>Пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup></b>							
0,9	66,10	4,2	14,8	1,5	68,6/43,7	31,4/56,3	Вода/нефть
1,8	74,50	2,9	15,7	2,6	79,1/38,6	20,9/61,4	Вода/нефть
2,2	68,00	3,0	15,1	1,8	81,1/42,2	18,9/57,8	Вода/нефть
<b>Пласт ЮВ<sub>2</sub></b>							
1,3	134,00	9,3	19,9	29,3	31,7/22,5	68,3/77,5	Нефть/нефть
1,1	124,00	8,5	19,6	24,4	33,9/23,8	66,1/76,2	Нефть/нефть
1,4	107,00	8,1	18,7	14,7	36,7/26,9	63,3/73,1	Нефть/нефть
0,7	75,70		13,9	0,9	/43,3	/56,7	Вода/нефть

**Примечание.** В числителе приведены результаты, полученные по стандартной методике, в знаменателе – по предлагаемой.



**Рис. 7. Фрагмент карты нефтенасыщенных толщин коллектора пласта ЮВ1<sup>1</sup> Малоключевого месторождения**

## **Выводы**

1. На новых лицензионных участках необходимо выполнять переинтерпретацию материалов геофизических исследований старых поисково-разведочных скважин с использованием новых методик интерпретации для оценки характера насыщения.

2. Если это технически возможно, необходимо уточнять абсолютную отметку коллектора, проводя исследования современным инклинометром, лучше гироскопическим инклинометром.

3. Если на данном участке проведены 3D сейсмические исследования следует перестроить сейсмогеологическую модель с учетом новых данных инклинометрии и результатов переинтерпретации ГИС.

4. После уточнения абсолютной отметки коллектора необходимо провести повторное испытание пласта.

---

## **Список литературы**

1. *Методические* рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом/под ред. В.Н. Петерсилье, Г.Г. Яценко. – М.–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ Тверьгеофизика, 2003.
2. *Кузьмичев О.Б., Гарифуллин И.И.* Аппаратурно-методический комплекс исследования сложно построенных, в том числе низкоомных, коллекторов месторождений Западной Сибири// Нефтяное хозяйство. – 2008. - № 8. - С. 20-24.
3. *Кузьмичев О.Б.* Методика оценки характера насыщения сложно построенных, в том числе низкоомных, коллекторов месторождений Западной Сибири// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. - № 11. - С. 26-32.
4. *Ежова А.В.* Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309. – № 6. – С. 23-26.
5. *Мельник И.А.* Причины понижения электрического сопротивления в низкоомных коллекторах // Геофизические исследования. – 2014. – Т. 15. - № 4. - С. 44-53.
6. *Опыт* выделения низкоомных нефтенасыщенных коллекторов по данным ГИС / И.Ф. Рустамов, А.А. Хальзов, Р.Г. Сарваретдинов // Нефтепромысловое дело. – 2013. - № 3. - С. 18-25.
7. *Кобранова В.Н.* Петрофизика. – М.: Недра, 1986. – 392 с.

8. *Вендельштейн Б.Ю.* Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. - М.:Недра, 1966. - 206 с.
9. *Кузьмичев О.Б.* Исследование естественных электрических полей в нефтегазопромысловых скважинах (теория, аппаратура, методика, скважинные испытания). - СПб.: ООО «Недра», 2006. - 252 с.
10. *Кузьмичев О.Б.* Основы теории самопроизвольной поляризации в нефтегазопромысловых скважинах: от однородной до неоднородной по сопротивлениям среды//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. - № 9. - С. 37-42.
11. *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.
12. *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)// Изобретения и рациональные предложения в нефтегазовой промышленности. – 2005. - № 2. - С. 156.
13. *Шеин Ю.Л., Снежко О.М.* Решение прямой и обратной задачи метода собственной поляризации для пачки пластов. Практическое применение // Каротажник.- 2016.- № 9 (267).- С. 156-171.