

УДК 550.83:552.5

АНАЛИЗ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ПОМОЩЬЮ СТАТИСТИЧЕСКОГО ПАРАМЕТРА ДВОЙНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СЛОЯ ОТЛОЖЕНИЙ СУРГУТСКОГО СВОДА

^{1,2}Никитин И.А.¹«СургутНИПИнефть», Сургут;²ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Томск, e-mail: Nikitin_ivan_alex@mail.ru

Продуктивные горизонты нефтегазовых месторождений Ханты-Мансийского автономного округа различаются по составу и характеру залегания отложений. Неопределенность исходных параметров при разведочных исследованиях приводит к трудностям достоверной оценки ресурсов объектов разработки. Применение новых технологических методов оценки трудноизвлекаемых запасов при поиске и разведке углеводородного сырья позволяет повысить уровень их освоения. Представленная работа посвящена проблеме оценки коэффициента нефтегазонасыщенности (K_n) низкоомных коллекторов. По действующим стандартам K_n устанавливается по значениям критических сопротивлений горных пород, из которых состоит продуктивный пласт. Для коллекторов, характеризующихся как низкоомные, этот метод определения K_n не действует, так как методика оценки основана на использовании результатов замера удельного электрического сопротивления (УЭС) исследуемого пласта. Полученное значение в низкоомных коллекторах будет занижено из-за погрешностей замера УЭС. Причиной является наличие железосодержащих веществ, таких как поверхностные железистые пленки в порах и поровой жидкости (капли нефти и воды), сульфид железа, оксиды и межслоевые катионы. По выводам петрографических исследований следует, что на месторождениях Западной Сибири аномалии интенсивности вторичных изменений горных пород связаны с процессами эпигенеза, привязанными к разрывам и нарушениям горных пород на больших глубинах. С другой стороны, стандартизированный комплект геофизических исследований скважин (ГИС) не участвует в определении и оценке этой аномалии. Но, используя показатели стандартных исследований, можно оценить вторичные изменения, снижающие УЭС горной породы. На основе этого принципа И.А. Мельником разработана оригинальная методика оценки K_n низкоомных коллекторов. Методика позволяет оценить насыщение коллектора нефтью и водой, с помощью параметра, характеризующего интенсивность вторичных преобразований и именуемого как двойной электрический слой (ДЭС). В работе приведены результаты экспериментальных исследований, направленных на определение истинного значения насыщенности коллектора.

Ключевые слова: эпигенетический процесс, двойной электрический слой, низкоомный продуктивный коллектор, геофизические исследования скважин, статистическая интерпретация данных ГИС

ANALYSIS OF GEOPHYSICAL DATA OF LOW RESISTIVITY RESERVOIRS USING THE STATISTICAL PARAMETER OF THE DOUBLE ELECTRIC LAYER OF DEPOSITS OF THE SURGUT ARCH

^{1,2}Nikitin I.A.¹SurgutNIPIneft, Surgut;²National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, e-mail: Nikitin_ivan_aiex@mail.ru

Producing horizons of oil-and-gas fields of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug differ in composition and character of sedimentation. The uncertainty of initial parameters during exploration surveys leads to difficulties in reliable estimation of resources of development objects. The application of new technological methods of hard-to-recover reserves estimation during hydrocarbon prospecting and exploration allows increasing the level of their development. The presented work is devoted to the problem of estimation of oil and gas saturation coefficient (K_n) of low-resistivity reservoirs. According to the current standards, K_n is set by the values of critical resistivity of rocks, of which the productive formation consists. For reservoirs characterized as low resistivity, this method of determining K_n does not work, as the evaluation methodology is based on the results of measurement of the specific electrical resistance (SES) of the studied reservoir. The resulting value in low resistivity reservoirs will be underestimated due to errors in the resistivity measurement. The reason is the presence of iron-containing substances, such as surface iron films in pores and pore fluid (oil and water droplets), iron sulfide, oxides and interlayer cations. According to the conclusions of petrographic studies, it follows that in the fields of Western Siberia, the anomalies of the intensity of secondary changes in rocks associated with the processes of epigenesis, tied to fractures and breaches of rocks at great depths. On the other hand, the standardized set of geophysical well surveys (GIS) is not involved in the definition and evaluation of this anomaly. But using the indicators of standard surveys, it is possible to estimate the secondary changes that reduce the UES of the rock. Based on this principle, Melnik I.A. developed an original technique to assess the K_n of low resistivity reservoirs. The technique allows you to estimate the saturation of the reservoir with oil and water, using a parameter that characterizes the intensity of secondary transformations and referred to as a double electric layer (DES). The paper presents the results of experimental studies aimed at determining the true value of reservoir saturation.

Keywords: epigenetic process, double electric layer, low-resistance productive reservoir, geophysical well studies, statistical interpretation of logging data

Проблема обеспечения текущей добычи углеводородов приростом извлекаемых запасов требует развития и оптимизации об-

работки и интерпретации каротажных диаграмм. Возможное решение этих проблем опирается на получение принципиально

новой информации на основе разработки новых методических и технологических подходов в области интерпретации материалов ГИС.

К основным петрофизическим свойствам породы относят следующие параметры коллекторов и литологические различия: пористость, проницаемость (трещиноватость), плотность и в первую очередь характер насыщения [1].

Заниженные значения сопротивления коллекторов обусловлены как физико-механическими и химическими свойствами пород, так и геологическими условиями залегания [2, 3]. Среди них:

1. Состав породы и пластовых жидкостей. Содержание глин, наличие электропроводящих минералов в породах и высокоминеральный состав пластовых вод снижают УЭС. Причем наличие минералов с электропроводящими свойствами выделяется как основная причина.

2. Проявление характерных особенностей в переходных зонах «нефть – вода».

Из-за структурных факторов водонефтяной контакт в зоне деструкции горных пород может аномально смещаться в том или ином направлении. Поэтому насыщение горных пород в этой зоне имеет низкие значения. Но необходимо отметить, что это характерно в основном для подошвенных горизонтов.

3. Текстура и структура породы (размер и конфигурация как зерен, так и порового пространства пород и т.д.).

4. Близкая локализация глубинных разломов, трещиноватость коллектора.

По результатам обзора специализированной литературы, анализа вводных данных среди причин заниженных значений сопротивления коллектора для изучаемого участка выделим основные:

1. Высокая песчано-глинистая слоистость при низкой мощности пласта.

2. Высокое содержание электропроводящих минералов.

3. Высокая минерализация пластовой воды.

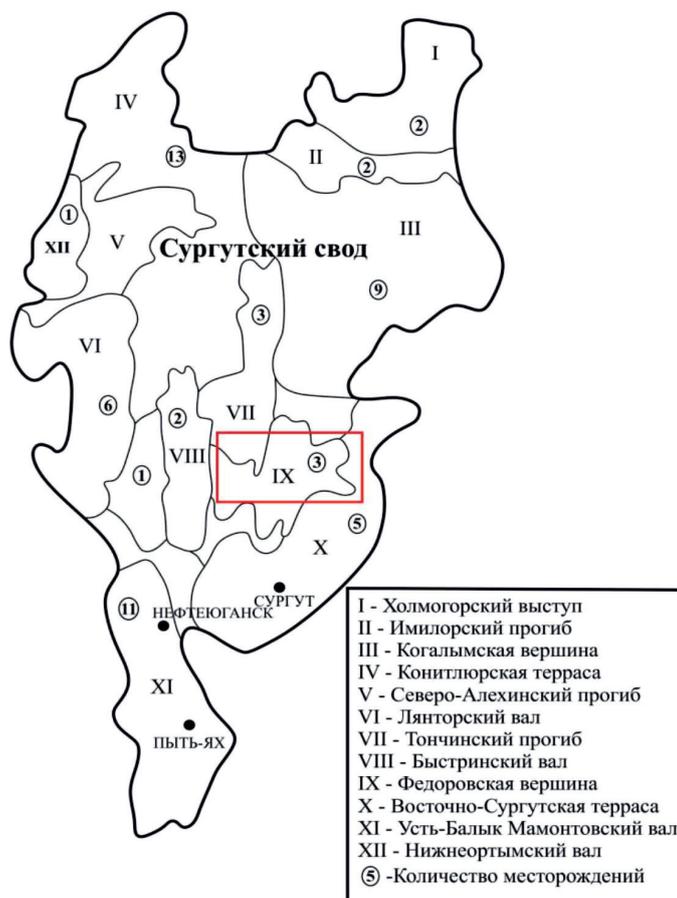


Рис. 1. Схематическая карта Сургутского свода с выделенным районом изучения

Целью исследования является выявление пропущенных продуктивных низкоомных залежей, обусловленных вторичными процессами, а именно присутствием ДЭС. Именно этим параметром часто пренебрегают даже при анализе вторичных изменений горных пород. Используя разработанную и опробованную технологию на других месторождениях, можно исследовать все песчаные коллекторы во всех скважинах, уникальной площади Сургутского свода, без изучения каменного материала.

В качестве базового объекта исследования взяты месторождения Сургутского свода, которые территориально расположены в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области (рис. 1). Продуктивные пласты изучаемой

площади характеризуются рядом коллекторских свойств, которые затрудняют проведение достоверной оценки нефтеносности коллектора стандартными методами интерпретации результатов ГИС. Погрешность значений K_n , полученных расчетным путем, при сравнении с результатами, полученными при испытании скважин, часто выше допустимого уровня. Так, на рис. 2 представлен геолого-геофизический планшет скважины XXX94 с перфорированным низкоомным коллектором. При опробовании данного пласта мы получили практически безводную нефть. Пласты с такими свойствами называют низкоомными, так как проводимые в них замеры УЭС, по которым проводится оценка K_n , показывают заниженные значения.

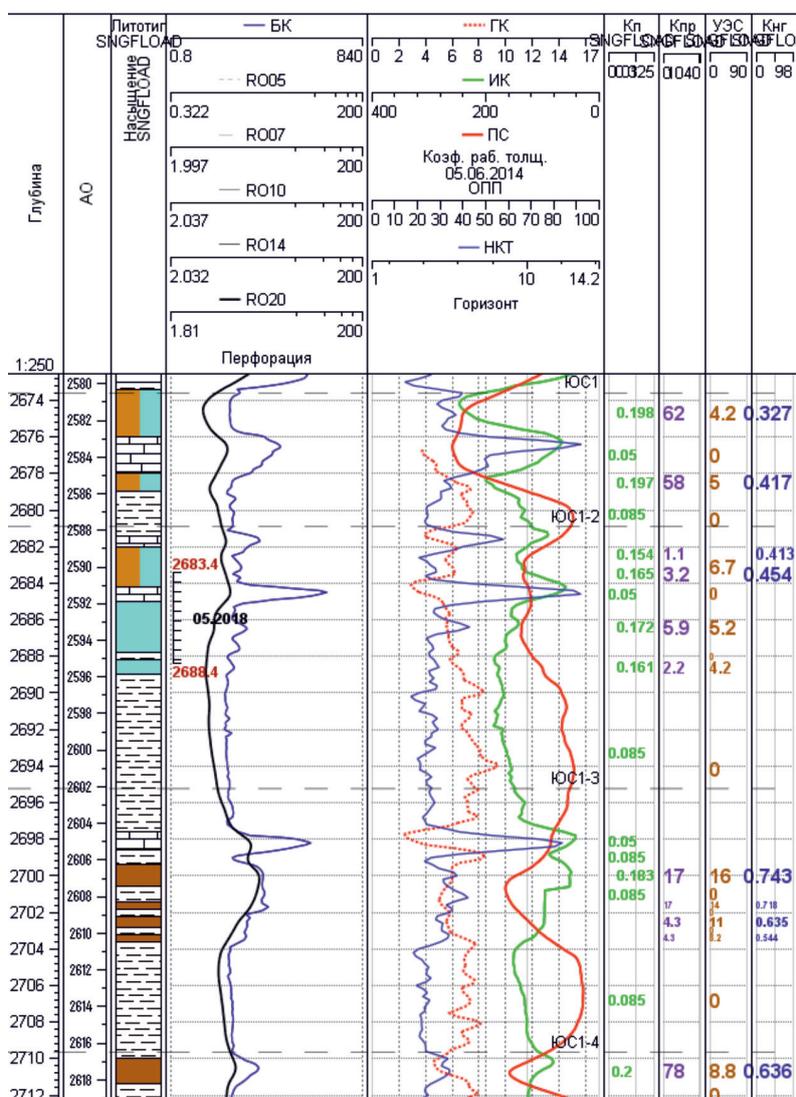


Рис. 2. Геолого-геофизический планшет скважины XXX94

Материалы и методы исследования

Изучению коллекторов с низкоомными свойствами посвящены труды И.А. Мельника [4–6]. Им обнаружено, что аутигенные минералы с электропроводящими свойствами оказывают влияние на изменение электрического сопротивления насыщенных нефтью коллекторов. Примером таких минералов в составе пласта являются представленные как отдельно, так и в виде сочетаний марказит, пирит, титанистые минералы и гидроокислы железа. Наличие в пласте глинистых минералов гидрослюд, представленных соединениями иллита и гидромусковита, а также насыщенность пород водой высокой минерализации также приводит к проявлению низкоомных свойств коллектора [7].

И.А. Мельником разработаны алгоритмы и соответствующая им технология «Выявление пропущенных нефтегазонасыщенных низкоомных коллекторов и определение интенсивности вторичных геохимических процессов по материалам промысловой геофизики», позволяющая найти нефтенасыщенные пласты, не требующая исследований керна, а лишь использующая старый фонд материалов ГИС (НКТ либо НГК, ГК, ПС, КС).

Применяя данную технологию в полимиктовых песчаных интервалах (вдоль разреза скважин), можно определять:

1. Пропущенные низкоомные нефтегазонасыщенные интервалы.
2. Вероятность и причину образования низкоомного УВ насыщенного интервала.
3. Интенсивности вторичных геохимических процессов (каолинитизация, карбонатизация, пелитизация, пиритизация) и статистический параметр двойного электрического слоя, оказывающие влияние на поверхностную электрическую проводимость.
4. Приращенное УЭС, обусловленное вторичными геохимическими процессами.

Авторская методика прогнозирования залежей углеводородов была успешно опробована в восьми государственных программах при изучении меловых и юрских пластов Западной Сибири. Таким образом, на основе конвергентно-статистической интерпретации материалов ГИС, как старого, так и нового фонда, при изучении песчаных интервалов исследуемых скважин мы будем получать принципиально новую информацию и выявлять пропущенные (при традиционной интерпретации) низкоомные

нефтегазонасыщенные пласты с высокой вероятностью. С помощью методики решаются различные задачи. На основе данных материалов ГИС (НКТ либо НГК, ГК, ПС, КС) в цифровом формате Las определяются интенсивности таких вторичных процессов, как каолинитизация, карбонатизация, пелитизация, пиритизация и статистический параметр двойного электрического слоя в каждом песчаном интервале от 4 и более метров всего исследуемого разреза скважины. На основе предоставленных данных результатов испытаний пластов исследуемой площади, при сопоставлении интенсивностей вторичных процессов с характером насыщения выявляются индикаторы (и их граничные значения) присутствия углеводородов. Далее, на основе определенных индикаторов выявляются перспективные низкоомные интервалы, а по величине интенсивностей вторичных процессов проводится ранжировка по степени вероятной перспективности. Для вычисления (по абсолютной величине) приращенного УЭС в низкоомных пластах, заказчиком предоставляются результаты стандартной интерпретации данных ГИС, а именно УЭС породы, граничное значение УЭС, температура, минерализация исследуемых интервалов и коэффициенты пористости.

Впервые метод статистически-корреляционной интерпретации был реализован в 2011–2012 гг. на примере исследования мезозойских песчаных интервалов более ста поисково-разведочных скважин территории Томской области. Анализ полученных результатов указал на то, что при определенной доработке используемых алгоритмов метод может быть применен при поиске пропущенных низкоомных продуктивных залежей. В процессе разработки нового метода интерпретации была доказана его валидность.

Петрографические исследования показали, что на месторождениях Западной Сибири аномалии интенсивности вторичных изменений горных пород происходят в соответствии с эпигенетическими изменениями горных пород. Процессы происходят на больших глубинах и приводят к глубинным разрывным нарушениям в пластах [8, 9]. В целом выявление свойств и установление критериев обнаружения низкоомных коллекторов представляют актуальность при разработке месторождений Сургутского свода. Низкоомность коллекторов на этих месторождениях, сопровождающаяся аномально низкими сопротивлениями, затрудняет определение K_n по данным ГИС.

Новизна статистически-корреляционной интерпретации заключается в концепции одновременного геохимического воздействия поступающих в коллектор флюидов на два и более физико-химических параметра среды, регистрируемых геофизическими приборами. Корреляционные связи между выборочными данными регистрируемых параметров представляют собой отклик геохимического процесса, обусловленного наложенным эпигенезом. И здесь неважно, зависимы или независимы между собой параметры. Корреляция между ними происходит вследствие поступления внешнего влияния. Величины статистических параметров корреляционной связи обусловлены интенсивностью доминирующих процессов геохимического преобразования породы. Поэтому, выделяя флюидопроницаемые интервалы, с определенными корреляционными параметрическими связями, можно вычислить условную интенсивность конкретного вторичного геохимического процесса в исследуемом интервале.

В качестве характеристики рассматриваемого интервала пласта рассмотрим две независимые дискретные выборки значений глинистости и пористости песчаной породы. Коэффициент аппроксимации R_2 и являющийся интервальной мерой влияния процессов эпигенеза на входящие в состав пласта песчаные породы, интервальный (статистический) параметр Y , служат корреляционными показателями этих выборок [10]. Отметим, что эпигенез связан с перемещением газожидкостной смеси углеводородов на больших глубинах. Статистическую интенсивность вторичных процессов i можно представить как регрессионную связь между качественными (R_2) и количественными (Y) статистическими показателями в следующем виде:

$$i = Y \cdot R_2. \quad (1)$$

Преобразование породы, обусловленное эпигенезом, с высокой вероятностью приведет к метасоматозу в интервале, состоящем из песчаных пород, если корреляция глинистости и пористости будет иметь положительный знак. Так, в кислой среде, характеризуемой значениями $pH = 4-5$, происходит метасоматоз минералов, содержащих глину и полевой шпат. Повышенная кислотность среды способствует растворению как цементной составляющей пород порового пространства, так и матричного алюмосиликата. Процесс сопровождается повышением емкостных коллекторских

характеристик в среднем на 2,5% и улучшением проницаемости коллекторов, количественно зависящим от их характерной реакции на метасоматоз и происхождение. Катионы калия, железа и магния взаимодействуют с элементами отрицательно заряженной глинистой поверхности. Процесс сопровождается увеличением плотности зарядов на поверхности слоев с высокой проводимостью, что способствует возрастанию ДЭС минералов, содержащих глину [11]. Между выборками УЭС и глинистостью наблюдается отрицательная регрессионная связь, которую можно охарактеризовать параметром $ДЭС_{(i_{дэс})}$, где $(i_{дэс})$ – интенсивность вторичных изменений горных пород.

Процесс распада гидратов, входящих в состав оболочки микронейфтяных частиц на нефть и диссоциированную воду, приводит к росту числа свободных ионов водорода и, соответственно, в пластовой среде изменяется ионное равновесие. Кислотность среды увеличивается, так как pH среды снижается до 4–5 [12]. Изменения в процессе образования гидроксида железа происходят за счет нарушения равновесия в пластовой среде. Возрастанию электропроводности глин и, соответственно, параметра $(i_{дэс})$ способствует изменение средних значений подвижности и плотности зарядов взаимодействующего слоя минералов, содержащих глину.

Определение УЭС проводится с использованием комплекса каротажных методов БКЗ–БК–ИК (БКЗ – боковое каротажное зондирование, БК – боковой каротаж, ИК – индукционный каротаж). В слоях толщиной более 4 м УЭС определяется по палеткам БКЗ или комплексным палеткам БКЗ–БК–ИК. В слоях менее 4 м УЭС определяется по комплексным палеткам. При интерпретации диаграмм ИК проводится корректировка масштабов нулевой линии, увязка с кривыми БКЗ. В показания ИК вносится поправка, связанная со скин-эффектом и ограничением толщины пласта. В целом все геофизические исследования в бурящихся скважинах проводились комплексом методов согласно «Правилам геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах», принятым нефтегазодобывающим управлением. Отдельно можно остановиться на том, что в основном применялся ВИКИЗ (высокочастотный индукционный каротаж изопараметрического зондирования). Результатом каротажа являлись кривые, отражающие изменение кажущегося

удельного сопротивления по разрезу скважины. Скорость регистрации 2000 м/час. Масштаб записи кривых либо в градусах, либо в Ом*м. Шкала градусов нелинейная, сжата в области высоких значений. Значительно расширена шкала для средних (5–20 Ом*м) и малых (меньше 5 Ом*м) величин удельного сопротивления. Подобный каротаж выполнен в значительной части (73 %) скважин эксплуатационного фонда, вскрывших отложения ачимовской толщи и отложений юры, выбранного в качестве эталонного для нашего анализа.

При интерпретации данных ГИС на нефтяных месторождениях проводится работа по выделению продуктивных пластов, то есть насыщенных безводной или смешанной с водой нефтью. Если пластовым флюидом является вода, то пласт относят к разряду непродуктивных. Необходимо отметить, что применяемый метод оценки нефтенасыщения коллектора с применением комплекса стандартных методов интерпретации материалов ГИС малоэффективен. В связи с этим для поиска продуктивных залежей углеводородов и повышения эффективности освоения уникального месторождения Ханты-Мансийского автономного округа применена методика, основанная на технологии статистической интерпретации материалов стандартного каротажного исследования скважин (ГИС).

Интерпретация материалов ГИС в низкоомных коллекторах с использованием методов математической статистики позволяет учесть изменения интенсивностей вторичных процессов, в том числе связанных с параметром ДЭС отложений. Предлагаемая работа посвящена разработке этого направления исследования. Предлагаемый подход позволяет пересмотреть результаты исследований, ранее проводимых в низкоомных коллекторах Сургутского свода. Исходными данными для расчетов служат показатели стандартного каротажа.

Результаты исследования и их обсуждение

В предыдущих работах автора были изучены интенсивности пяти процессов: каолинитизации, карбонатизации, пиритизации, пелитизации. Но не был учтен параметр образования ДЭС в глинистых минералах. При определенных условиях данные процессы могут быть индикаторами: присутствия углеводородов; наличия поверхностной электрической проводимости в гетерогенных средах; существования

каналов глубинной фильтрации. Развитие данного метода для определения интенсивностей вторичных процессов позволит выявить другие корреляционные зависимости.

По 50 скважинам, локализованным на антиклинальной части Сургутского свода, выполнена повторная интерпретация данных ГИС с применением предложенного подхода. Были рассмотрены геофизические материалы по 650 песчаным интервалам, среди которых были как водо-, так и нефтенасыщенные пласты. Для каждого из интервалов определялись как статистическая интенсивность вторичных процессов. Весь эталонный структурный этаж месторождения состоит из 70 испытанных пластов. Из них 40 интервалов относятся к нефтенасыщенным, а 30 считаются непродуктивными.

Расчеты показали, что в непродуктивных пластах среднее значение показателя ($i_{дэс}$) составило 0,1602 усл. ед., а для продуктивных горизонтов – 0,2031 усл. ед, то есть разница между средними значениями параметра $i_{дэс}$ нефтенасыщенных и водонасыщенных интервалов составляет 25%. Количественную разницу между этими значениями можно интерпретировать как качественный параметр, указывающий на повышенную электропроводимость глинистых минералов нефтенасыщенных песчаников в сравнении с электропроводимостью водонасыщенных песчаников. Следовательно, параметр ($i_{дэс}$) подходит для поиска продуктивных интервалов на исследуемых месторождениях. Традиционный подход к интерпретации материалов ГИС не позволяет выделить низкоомные коллекторы, насыщенные нефтью, образовавшиеся за счет увеличения электропроводимости на поверхности глиносодержащего цемента. Значение $i_{дэс} = 0,23$ усл. ед. можно принять как граничное значение. В табл. 1 видно граничное значение статистического параметра ($i_{дэс}$) нефтенасыщенных интервалов располагающиеся в пределах от 0,23 до 0,35. Также хотелось отметить тот факт, что в табл. 1 выражена только часть основной выборки. Эта часть сформирована по принципу максимального нахождения нефтенасыщенных пластов. Именно такое условие должно быть выполнено для нахождения граничных значений интенсивностей вторичных процессов при обнаружении углеводородов в горных породах. Коэффициент успешности составил 82 %, что, несомненно, выше успешности по сравнению с традиционным методом интерпретации данных ГИС.

Таблица 1

Выборка граничных значений статистического параметра ($i_{дэс}$)

Скважина	$i_{дэс}$, усл. ед.	Насыщение	Скважина	Интенсивность	Насыщение
1	0,21	Вода	7	0,28	Нефть
2	0,23	Нефть	8	0,29	Вода
3	0,24	Нефть	9	0,30	Нефть
4	0,25	Нефть	10	0,35	Нефть
5	0,26	Вода	11	0,50	Нефть
6	0,28	Нефть	12	0,51	Нефть

Таблица 2

Параметры приращения УЭС в низкоомных коллекторах с учетом параметра $i_{дэс}$

№	Скважина	Пласт	$i_{дэс}$, усл. ед.	УЭС, Ом*м	$p_{ni}(C_i)$, Ом*м	$p_{гр}$, Ом*м	$p_{п}$, Ом*м	Насыщение
1	XX4R	BC10	0,31973394	4,4	5,75	4,8	10,2	Нефть
2	XXX94	ЮС1	0,45907012	5,3	6,35	5,4	11,7	Нефть
3	XXX29	АС5-8	0,25999008	3,9	0,186	4,3	4,1	Вода
4	XXX75	ЮС1	0,31023285	4,4	0,245	5,5	4,6	Вода
5	XXX24	ЮС1	0,27394987	4,7	0,93	5,3	5,6	Нефть
6	XXX99	BC16	0,25549087	3,9	1,836	5,9	5,7	Вода
7	XXX99	BC17	0,33443437	4,0	1,23	5,9	5,2	Вода
8	XXX81	BC19	0,25873126	4,9	0,61	6,0	5,5	Вода
9	XXX64	BC14	0,39302397	3,8	0,74	5,9	4,5	Вода
10	XXX67	АС4	0,27806105	4,1	0,357	4,3	4,5	Нефть
11	XX98	АС5-6	0,25410122	4,2	0,8	4,3	5,0	Нефть
12	XX98	BC18-19	0,27664905	5,3	3,02	5,9	8,3	Нефть
13	XX86	АС-9	0,23899748	3,7	0,87	4,3	4,6	Нефть
14	XX80	BC10	0,22925271	3,4	1,63	4,3	5,0	Нефть
15	XX73	АС5-8	0,2294512	3,3	1,63	4,3	4,9	Нефть

В работе [11] для определения УЭС по содержанию высокоэлектропроводящих минералов твердой фазы низкоомных коллекторов в терригенных отложениях предлагается использовать физико-геохимическую модель. В результате минерального и структурного изменения горных пород (метаморфизм) происходит накопление некомпенсированных зарядов, источником которых становятся вторично преобразованные в ходе наложения эпигенеза глинизированные минералы. А во взаимодействующем слое ДЭС происходит понижение электрического сопротивления пласта. Так как в основе изменения электрической проводимости пласта лежат геохимические реакции, называемые физико-геохимической моделью. Измеряемое геофизическими методами сопротивление определяется по формуле

$$R_{ГИС} = R_{п} - p_{ni}(C_i), \quad (2)$$

где $R_{п}$ – среднее значение УЭС пласта без учета вторичных процессов;

$p_{ni}(C_i)$ – приращенное УЭС поверхностной проводимости электрического слоя, содержащего некомпенсированные катионы определенного химического элемента C_i .

Корреляция между концентрацией определенного элемента и УЭС по материалам ГИС проводится в два этапа. На первом этапе производится отбор интервала исследуемого песчаного пласта, точечных данных кажущего УЭС, поточечное относительное содержание химических элементов, указанных в программе предлагаемой методики. Сопротивление с увеличением концентрации элемента уменьшается. На втором этапе для полученного ряда определяется линия тренда, соответствующая уравнению степенной регрессии $p = bC_i^{-g}$. Показатель степени g отражает интенсивность преобразования породы. Решая данное уравнение относительно g , получаем математическое выражение $g(R_2)$, отражающее зависимость между параметрами g и R_2 [11].

Используя этот подход, была проведена новая интерпретация материалов ГИС по всем скважинам, участвующим в анализе. Значение приращенного УЭС определялось с учетом граничных критериев ДЭС. Из 35 пластов изучаемого месторождения выбрано 15 низкоомных пластов с показателями УЭС ниже граничного (табл. 2).

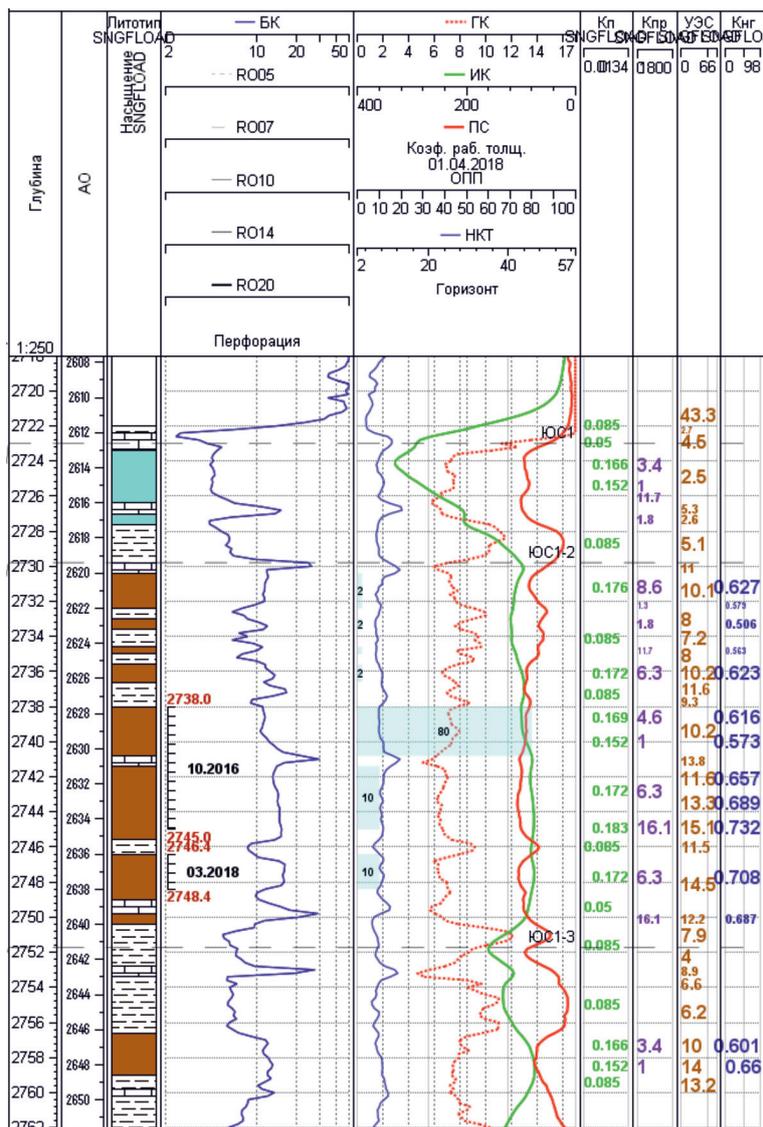


Рис. 3. Геолого-геофизический планшет скважины XXX24

На исследуемом месторождении принято, что пласты разделяются на водо- и нефтенасыщенный коллектор, если границы изменения УЭС входят в диапазон $p_{гр} = 4,3 \div 6 \text{ Ом*м}$. Границы диапазона указывают на то, что исследуемые пласты имеют разный генезис.

Если руководствоваться традиционными методами интерпретации материалов ГИС, то ни один из рассматриваемых пластов не может быть отнесен к группе продуктивных. Если же определить среднее значение УЭС пласта вычислением приращенного сопротивления с учетом фактора, значение которого зависит от электрической проводимости породы, будут получены значения УЭС выше граничного значения «нефть – вода» по девяти скважинам. Примером может слу-

жить скважина № XXX24, представленная на рис. 3. По ней получено истинное УЭС 5,6 Ом*м и может быть испытано в самое ближайшее время. В процессе использования нового метода интерпретации важно было удостовериться в его валидности. Наиболее достоверной проверкой валидности, безусловно, является сопоставление результатов новой интерпретации данных ГИС с результатами испытания песчаного пласта. Так, скважина XXX94, отмеченная на рис. 2, была испытана, а затем переинтерпретирована. По этой скважине отмечается безуглеводородное насыщение по данным ГИС, несмотря на то, что статистически-корреляционная интерпретации и геолого-промысловый анализ показали абсолютно полярные

значения. Следовательно, все интервалы из табл. 2 могут быть перспективными для испытания на содержание углеводородов. Относительная величина приращенного УЭС показывает степень вторичного преобразования породы с последующим образованием некомпенсированных зарядов в поверхностном слое и соответствующим понижением сопротивления породы. И, безусловно, результаты исследований показали, что понижение значения УЭС пласта в основном обусловлено уровнем метаморфизма породы.

Заключение

Рассмотренный метод статистически-корреляционной интерпретации материалов ГИС изучаемой площади позволяет решать новые задачи, ранее не решаемые при традиционной интерпретации.

Выполнено исследование взаимосвязи между наложением процессов эпигенеза и нефтенасыщенностью коллектора на примере геофизических данных уникального месторождения Ханты-Мансийского автономного округа.

Интерпретация данных ГИС с применением статистических методов для каждого интервала испытания позволила определить параметр двойного электрического слоя ($i_{дэс}$), характеризующий статистическую интенсивность вторичных процессов.

В изучаемых отложениях скрытая электропроводимость водонасыщенных песчаников значительно выше электропроводности нефтенасыщенных песчаников. Показатель $i_{дэс}$ для водонасыщенных коллекторов составил 0,1602 усл. ед., а для нефтенасыщенных 0,2030 усл. ед. Для нефтенасыщенных интервалов параметр $i_{дэс}$ на 25% выше, чем для водонасыщенных. Статистический параметр $i_{дэс}$ выполняет функцию индикатора на наличие углеводородов в песчаных интервалах. $i_{дэс} = 0,2250$ усл. ед. принимается как граничное значение.

На основе вычисления приращенного сопротивления проводится оценка среднего значения УЭС пласта с учетом фактора электрической проводимости породы. Для девяти скважин перспективны ожидания испытаний на нефтесодержание, так как значения УЭС превышают граничное значение «нефть – вода».

На уникальных месторождениях Сургутского свода необходимо выполнить повторную интерпретацию данных геофизических исследований, проведенных на старых добывающих скважинах с ис-

пользованием новой методики интерпретации данных для уточнения и корректировки оценки характера насыщения пластов.

Список литературы / References

1. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. 116 с.
- Ezhova A.V. Geological interpretation of geophysical data: uchebnoe posobiye. Tomsk: Izd-vo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2013. 116 p. (in Russian).
2. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. М.: Недра, 1991. 368 с.
- Dobrynin V.M., Vendelshtein B.Yu., Kozhevnikov D.A., Petrophysics. M.: Nedra, 1991. 368 p. (in Russian).
3. Питкевич В.Т., Мельник И.А., Соколова К.И. Исследование низкоомных коллекторов с использованием данных кернового материала и НКТ // Геофизика. 2006. № 2. С. 42–47.
- Pitkevich V.T., Melnik I.A., Sokolova K.I. Investigation of low resistivity reservoirs using core and tubing data // Gyeofizika. 2006. № 2. P. 42–47 (in Russian).
4. Мельник И.А. Выявление нефтегазонасыщенных низкоомных коллекторов на основе определения геохимических показателей по данным ГИС: дис. ... докт. геол.-минерал. наук. Томск, 2014. 253 с.
- Melnik I.A. Identification of oil-and-gas-saturated low-resistance reservoirs on the basis of determination of geochemical parameters according to GIS data: dis. ... dokt. geol.-mineral. nauk. Tomsk, 2014. 253 p. (in Russian).
5. Мельник И.А. Интенсивности процессов наложенного эпигенеза как индикаторы нефтенасыщенности песчаных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. № 6. С. 90–97.
- Melnik I.A. Intensities of superimposed epigenesis processes as indicators of oil saturation of sandy reservoirs // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. 2019. № 6. P. 90–97 (in Russian).
6. Мельник И.А. Определение интенсивности геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2016. 146 с.
- Melnik I.A. Determination of the intensity of geochemical processes based on geophysical well surveys. Novosibirsk: SNIIGGIMS, 2016. 146 p. (in Russian).
7. Мельник И.А. Выявление нефтегазонасыщенных низкоомных коллекторов на основе определения геохимических показателей по данным ГИС: автореф. дис. ... докт. геол.-минерал. наук. Томск, 2014. 33 с.
- Melnik I.A. Identification of oil-and-gas-saturated low-resistance reservoirs on the basis of determination of geochemical indicators according to geophysical logging data: avtoref. dis. ... dokt. geol.-mineral. nauk. Tomsk, 2014. 33 p. (in Russian).
8. Недоливако Н.М., Ежова А.В., Перевертайло Т.Г., Полумогина Е.Д. Роль дизъюнктивной тектоники в формировании пустотного пространства в коллекторах пласта ЮС1-3 Западно-Моисеевского участка Двуреченского нефтяного месторождения (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. 2005. № 5. С. 47–53.
- Nedolivako N.M., Yezhova A.V., Perevertaylo T.G., Polumogina Ye.D. The role of disjunctive tectonics in the formation of void space in the reservoirs of the YUS1-3 reservoir of the West Moiseevsky area of the Dvurechenskoye oil field (Tomsk region) // Izvestiya Tomskogo poli-tekhnicheskogo universiteta. 2005. № 5. P. 47–53 (in Russian).
9. Предтеченская Е.А., Шиганова О.В., Фомичев А.С. Катагенетические и гидрохимические аномалии в нижне-среднеюрских нефтегазоносных отложениях Западной Сибири как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений // Литосфера. 2009. № 6. С. 54–65.

Predtechenskaya E.A., Shiganova O.V., Fomichev A.S. Catagenetic and hydrochemical anomalies in the Lower Middle Jurassic oil-gas-bearing sediments of Western Siberia as indicators of fluid dynamic processes in the zones of disjunctive disturbances // *Litosfera*. 2009. № 6. P. 54–65 (in Russian).

10. Мельник И.А., Смирнова К.Ю. Геологическое строение, стратиграфия и перспективы нефтегазоносности нижнесреднеюрских отложений Томской области // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2015. Т. 326. С. 20–30.

Melnik I.A., Smirnova K.Yu. Geological structure, stratigraphy and oil-and-gas-bearing prospects of the Lower-Middle Jurassic sediments of Tomsk region // *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*. 2015. V. 326. P. 20–30 (in Russian).

11. Мельник И.А., Шарф И.В., Иванова М.П. Статистический параметр двойного электрического слоя как индикатор нефтенасыщенности нижнесреднеюрских отложе-

ний Томской области // *Нефтяное хозяйство*. 2018. № 10. С. 24–26.

Melnik I.A., Sharf I.V., Ivanova M.P. Statistical parameter of the double electric layer as an indicator of oil saturation of the Lower-Middle Jurassic sediments of the Tomsk region // *Neftyanoye khozyaystvo*. 2018. № 10. P. 24–26 (in Russian).

12. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Ахлестина Е.Ф., Колотухин А.Т., Мухин В.М. Природный тектонический насос углеводородов и вторичная доломитизация – порождение тектоно-гидротермальной активности рифтогенного осадочного бассейна // *Известия Саратовского университета. Серия «Науки о Земле»*. 2015. Т. 15. Вып. 3. С. 46–52.

Korobov A.D., Korobova L.A., Akhlestina E.F., Kolotukhin A.T., Mukhin V.M. Natural tectonic hydrocarbon pump and secondary dolomitization – Generation of tectonic-hydrothermal activity of riftogenic sedimentary basin // *Izvestiya Saratovskogo universiteta. Seriya «Nauki o Zemle»*. 2015. Vol. 15. Is. 3. P. 46–52 (in Russian).