

УДК 550.83+552.5+553.98

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕЯВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЕСЧАНЫХ ИНТЕРВАЛОВ МЕТОДОМ СТАТИСТИЧЕСКИ-КОРРЕЛЯЦИОННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

Мельник Игорь Анатольевич,
melnik@tpu.ru

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность рассматриваемой темы связана с проблемой поиска пропущенных продуктивных низкоомных песчаных интервалов, существование которых обусловлено присутствием поверхностной электропроводимости в порх песчаной породы.

Целью данной работы является краткая иллюстрация результатов использования технологии статистически-корреляционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин по поиску неявно-пропущенных низкоомных залежей нефти и газа.

Метод. В краткой форме показан метод статистически-корреляционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин. Представлены теоретические физико-химические и формально-логические обоснования метода статистически-корреляционной интерпретации. Этот метод основан на принципах корреляции измеряемых и вычисляемых геофизических и петрофизических параметров исследуемого песчаного интервала, изменения которых вдоль скважины обусловлены доминирующими геохимическими процессами наложенного эпигенеза в определенном локальном интервале на территории глубокого флюидопроникновения. Произведение коэффициента аппроксимации и статистического интервального параметра двух выборок измеряемых характеристик соответствует статистической интенсивности процессов преобразования песчаных интервалов. На основе стандартного комплекса данных геофизических исследований скважин, используя метод статистически-корреляционной интерпретации каротажных диаграмм в песчаных пластах можно определять такие интенсивности вторичных процессов, как: пиритизация, каолинизация, пелтизация, карбонатизация и образования двойного электрического слоя в глинах, некоторые из них могут быть причиной неявного понижения удельного электрического сопротивления породы. Определенные граничные значения интенсивностей перечисленных вторичных процессов могут служить индикатором присутствия углеводородов в исследуемых пластах.

Результаты. Валидность метода статистически-корреляционной интерпретации данных каротажа скважин подтвердилась при сопоставлении результатов вычисления интенсивностей процессов преобразования с результатами петрографического анализа зерна. При определении интенсивности процессов трансформации минералов, влияющих на увеличение поверхностной электрической проводимости песчаной породы по Нижнегугинецкой скважине, были выделены перспективные низкоомные юрские пласты, нефтесодержание которых подтвердилось результатами спиртобензольной вытяжки зерна. На Вахском месторождении результаты выявления перспективных меловых пластов на основании использования технологии статистически-корреляционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин подтвердились результатам испытаний пласта. В ранее пропущенном песчаном интервале была получена нефть. Причем в качестве индикатора присутствия углеводородов с вероятностью в 80 % выступил процесс вторичной карбонатизации.

Выводы. Вычисляя по материалам геофизических исследований скважин (как старого, так и нового фонда) интенсивности геохимических процессов в качестве индикаторов присутствия углеводородов, а также граничные значения данных интенсивностей в песчаных пластах, можно с ~80 % вероятностью выявлять неявно-пропущенные низкоомные залежи нефти и газа.

Ключевые слова:

Низкоомный коллектор, геофизические исследования скважин, углеводороды, вторичные процессы, наложенный эпигенез, пропущенные залежи нефти, методы выявления залежей УВ, корреляционная интерпретация ГИС.

Введение

Перспективные нефтегазонасыщенные интервалы, как правило, выявляют по результатам интерпретации электрических методов геофизических исследований скважин (ГИС). Если удельное электрическое сопротивление (УЭС) породы исследуемого коллектора выше граничной величины УЭС, определяющей и разделяющей нефтегазоносное и водоносное насыщение, то изучаемый интервал коллектора считается продуктивным. Однако в природе встречаются нефтегазоносные коллекторы с пониженным УЭС. В результате интерпретации материалов каротажа скважин данные интервалы относят к водонасыщенным и их не испытывают. Такие неявно-пропущенные пласты называют *низкоомными*.

Как зарубежные, так и отечественные исследователи причиной ошибочной интерпретации данных ГИС, не учитываемой при традиционном методе ана-

лиза каротажных диаграмм, называют образование электропроводящего слоя на поверхности пор. После петрографического и петрофизического изучения зерна были определены основные причины образования электропроводящих поверхностных слоев, обуславливающих появление коллекторов с пониженным УЭС:

1. Присутствие в породе электропроводящих минералов (пиритов, халькопиритов и других минералов с электронной проводимостью) [1–3].
2. Тонкое латеральное переслаивание глин с пониженным УЭС (в породе коллектора), не выделяемых по материалам ГИС (анизотропия пород) [4, 5].
3. Высокое содержание связанной воды, обусловленное значительными концентрациями иллита, смектита и микропористой структуры [6–12].
4. Интенсивные вторичные преобразования минералов в породе коллектора [5, 13, 14].

5. Дискретное увеличение показателя насыщения в законе Дахнова–Арчи, обусловленное неустойчивым течением многофазного потока в породе [15].
6. Понижение извилистости флюидопроводящих путей и образование трещин [5, 16].

На основе обобщения и проведенного анализа названных причин неявно-пропущенных коллекторов были определены две причинно-следственные цепи образования нефт егазоносных низкоомных коллекторов [5]:

1. Обстановка осадконакопления → полиминеральный песчаник → процесс сорбции → формирование связанной воды → образование электропроводящей поверхности → заполнение пор углеводородами (УВ) → формирование низкоомного коллектора.
2. Тектонический процесс → формирование флюидопроницающих зон и трещин → миграция глубинных флюидов → вторичный геохимический процесс наложенного эпигенеза → образования электропроводящих минералов и свободных катионов → появление поверхностной электропроводимости → заполнение коллектора нефтью и газом → образование коллектора с пониженным УЭС.

Выделены две первопричины появления низкоомных коллекторов, в результате которых формируются глинистые и микропористые песчаники либо полимиктовые песчаные породы с интенсивным вторичным преобразованием.

В настоящее время кроме метода каротажного кроссплота развивают метод нейронной сети при обучении искусственного интеллекта с целью поиска неявно-пропущенных залежей. В работе [17] показаны результаты интерпретации каротажа в контрастном нефтяном слое с низким удельным сопротивлением, где была применена технология опорных векторов (*support vectors model – SVM*). Результаты применения данной технологии в сравнении с результатами использования методов нейронных сетей подтвердили более высокую точность распознавания флюидов в модели *SVM*. Точность прогнозирования при использовании новейших методов обучения сетей в результате исследования коллекторов прежде всего связана с количеством и качеством введенных эмпирических данных. Предлагается новый метод интерпретации каротажных диаграмм (статистически-корреляционный), в результате которого в песчаных интервалах можно получить иную, геохимическую, информацию. Эту информацию можно использовать и в технологии обучения искусственного интеллекта.

В основе статистическо-корреляционного (СК) метода обнаружения низкоомных коллекторов лежит представление об образовании поверхностной электропроводимости в песчаной породе в результате процесса вторичного геохимического преобразования горных пород (наложенного эпигенеза) при поступлении глубинных флюидов [18, 19].

Целью данной работы является краткая иллюстрация результатов применения метода СК интерпретации материалов ГИС по поиску неявно-пропущенных низкоомных залежей нефти и газа.

Метод статистически-корреляционной интерпретации материалов ГИС

Представленный метод СК интерпретации подробно описан в учебнике [19]. Теоретическая концепция отражена в двух разделах:

- ГЕОХИМИЧЕСКИЕ основания, базируемые на доминирующих вторичных процессах наложенного эпигенеза в песчаных пластах;
- математические принципы, служащие формально-логическим ядром, доказывающим правомерность статистически-корреляционного подхода в определении интенсивности вторичных процессов.

Основная идея данного метода заложена в следующем *постулате*: если процесс преобразования геологической системы является *доминирующим* и *локальным* относительно фоновых процессов, к тому же приводящим к одновременным изменениям геохимических и петрофизических характеристик породы, то корреляционные параметры регрессий двух выборок измеряемых либо вычисляемых по ГИС характеристик будут представлять собой статистическую интенсивность доминирующего процесса.

Мигрирующие по проницаемым зонам земной коры флюиды формируют значительный наложено-эпигенетический «след» в коллекторах литосферы. В этом случае все диагенетически-катагенетические процессы в пласте приводят к однородному по площади минералосодержанию. А наложено-эпигенетический «след» в песчаных отложениях по сути локален, т. к. обусловлен присутствием глубинных разломов и является доминантным относительно других фоновых процессов.

Регистрируемые параметры и характеристики могут относиться к одним и тем же преобразованным элементам, а могут быть результатом единого процесса преобразования различных элементов. Величины данных измеряемых дискретных параметров в разрезе скважин будут представлять собой количественную характеристику выборочных значений. Основным условием корреляции регистрируемых выборочных параметров является доминирование исследуемого процесса, влияющего на данные параметры, относительно других параллельных процессов.

Измеряемые дискретные характеристики (А) и (В), зависящие от количества преобразованных элементов, будут взаимозависимо проявляться с различными вероятностями: $P(A)$ и $P(B)$. Например, с увеличением железосодержащих минералов вдоль разреза скважины исследуемого песчаного интервала УЭС породы уменьшается и степень уменьшения величины УЭС (А) соответствует степени увеличения содержания железа (В). Вероятность реализации двух событий (двухмерная) вычисляется через произведение [20]:

$$P(A;B)=P(A)P(B). \quad (1)$$

Двухмерная вероятность (1) в выборке измеряемых (вычисляемых по ГИС) дискретных характеристик зависит от степени влияния вторичных эпигенетических процессов на ковариационное изменение величин выборочных значений. Поэтому двухмерная вероятность будет эквивалентна коэффициенту корреляции

реляции (R) по модулю соответствующей линейной регрессии:

$$P(A;B) \sim |R|. \quad (2)$$

Введем *постулат интенсивности* – статистическая интенсивность процессов преобразования элементов открытой системы эквивалентна двумерной вероятности регистрируемых характеристик данных элементов:

$$i(A; B) \sim P(A;B) \sim |R|. \quad (3)$$

Очевидно, что коэффициент корреляции в первую очередь отражает качественную характеристику интенсивности. Чем больше величина данного коэффициента, тем значительней вероятность того, что корреляция между измеряемыми выборочными значениями обусловлена исследуемым процессом преобразования системы. Как правило, граничное значение коэффициента корреляции $R > |\pm 0,6|$ определяется общепринятым уровнем значимости 0,95.

В генеральной выборке двух массивов данных не всегда присутствует линейная корреляция между исследуемыми частями выборочных значений. Поэтому при вычислении статистической интенсивности в формулу (3) необходимо включить параметр, отражающий долю генеральной выборки, в которой линейная регрессия подчиняется условию: $R > |\pm 0,6|$.

Для определения доли интервала генеральной выборки, при выше представленном граничном условии, необходимо суммировать такие доли выборок интервалов в пределах всего массива данных, в которых наблюдаются корреляционные связи [19]:

$$Y = \frac{1}{Q} \sum_{j=1}^J \sum_{h=1}^H p_h^j, \quad (4)$$

где p – выборка значений при $R_h > |\pm 0,6|$; Q – генеральная выборка всего исследуемого массива; H – число «интервальных» значений; J – количество «интервалов», причем $J < H \leq Q$, а если $H = Q$, то $J = 1$. Параметр Y – интервальная мера воздействия вторичных процессов, т. е. в этом случае представляет долю интервала исследуемого коллектора, в котором вещество испытывает преобразование. Обозначим его (4) как *интервальный параметр*.

Произведение вычисляемых статистических параметров:

$$i = YR^2, \quad (5)$$

именуем *статистической интенсивностью процессов преобразования*, показывающей количественную (Y) и качественную (R^2) характеристики статистически-корреляционных связей. В уравнении (5) вместо коэффициента корреляции (2) введен коэффициент аппроксимации для того, чтобы избежать применения модульного параметра.

Определение интенсивностей вторичных процессов (в соответствии с содержанием минералов) обусловлено вытекающими корреляционными связями [13, 18, 19]:

1. Обратная корреляция выборок содержания железа с УЭС породы соответствует пиритизации либо хлоритизации биотитов [1, 6].

2. Положительная корреляция глинистости с пористостью породы обусловлена вторичной каолинитизацией [20].
3. Отрицательная корреляция выборок УЭС породы с содержанием калия, как правило, обусловлена процессом вторичной пелитизации [7].
4. При условии увеличения карбонатизации песчаника положительная корреляция макроскопического сечения поглощения (МСП) тепловых нейтронов породы с относительным содержанием карбонатов продиктована вторичными карбонатами [18].
5. Отрицательная зависимость удельного сопротивления с глинистостью будет представлять собой параметр двойного электрического слоя (ДЭС), характеризующего степень влияния вторичных геохимических процессов на электропроводность диффузионного слоя глинистых минералов [7, 10, 17].

Вычислив статистические интенсивности перечисленных процессов в песчаных интервалах вдоль разреза исследуемых скважин (по материалам ГИС изучаемой площади УВ месторождения), необходимо сопоставить данные интенсивности в испытанных продуктивных и водонасыщенных интервалах. В этом случае можно определить не только индикатор присутствия УВ, но и его граничные величины с вероятностью ~80 %.

Далее, в рамках граничных величин выбранного индикатора, в неиспытанных пластах выделяем перспективные интервалы, в которых интенсивности таких процессов, как пиритизация, пелитизация и образование ДЭС, имеют значительную величину. Затем из составленной выборки перспективных интервалов удалим пласты с явным водонасыщением. Для оставшихся перспективных интервалов определяем приращенное УЭС, обусловленное поверхностной проводимостью, не учитываемой при традиционной интерпретации каротажных диаграмм [19].

При суммировании «истинного» УЭС (традиционного) с приращенным получим «действительное» УЭС, с учетом влияния поверхностной проводимости. Если «действительное» сопротивление больше граничной величины, то данный интервал будет считаться низкоомным.

В свою очередь, если изучается одна либо несколько скважин на различных месторождениях (участках), то «действительное» УЭС определяется в интервалах с неясным характером насыщения.

Покажем один из возможных алгоритмов определения «действительного» УЭС [18, 19]. При последовательном соединении поверхностного электросопротивления как твердой, так и вязкой фазы приращенное УЭС пласта (неучтенное при традиционной интерпретации данных ГИС) определяется как сумма приращенных сопротивлений среды для зарядов калия и железа, при условии их коллективного влияния на электропроводность породы в одном интервале измеряемого «истинного» сопротивления ρ_n .

На основании применения математического аппарата Microsoft Excel определяется линия тренда корреляционной зависимости и по степенной регрессии $\rho = bC_{hf}^{-a}$ определяется показатель степени a при ко-

эффиценте корреляции $R > |\pm 0,6|$ и $C_f = \langle C_{hf} \rangle / C_{\min}$. Индекс h обозначает количество выборочных значений исследуемого песчаного интервала, а индексы f и c обозначают железо и калий. В этом случае ρ_d – «действительное» УЭС – определяется следующим образом:

$$\rho_d = \rho_n (1 + (C_f^{+\alpha(f)} - 1) + (C_c^{+\alpha(c)} - 1)). \quad (6)$$

Эмпирические результаты

Технология СК интерпретации была изначально ориентирована на использование минимальной группы стандартных материалов ГИС, а именно на нейтронных и гамма-каротажей скважин, показания градиент-зонда кажущего сопротивления и на каротаж собственной поляризации: НГК (ННК_T); ГК; КС (ГЗ-3); ПС, что позволяло исследовать песчаные интервалы (с целью получения геохимической информации) всего разреза скважин по данным даже старого фонда [18]. Математический алгоритм и его апробация (с применением компьютерной программы) основывались на результатах лабораторных исследований керна.

Согласно разработанному методу дифференциация интегрального нейтронного (и гамма) поля в песчанике зависит от степени влияния содержаний железа, бора и калия на регистрируемую плотность потока радиоактивного излучения. Предварительно в каждом исследуемом песчаном интервале проводится усреднение (по интервалу) всех данных каротажа, и после определения водородосодержания вычисляются калибровочные коэффициенты используемых алгоритмов относительно априори принятых средних содержаний химических элементов в песчаной породе. Да-

лее, на основании системы двух уравнений, методом подбора вычисляются относительные содержания элементов бора и железа как наиболее влияющих (после водорода) на изменение плотности потока нейтронного поля в полимиктовом песчанике. Относительное содержание калия определяется по показанию ГК и содержанию бора. Макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов песчаника вычислялось в последнюю очередь.

Валидность заявленной технологии вычисления относительных содержаний элементов подтвердилась при сопоставлении их программного определения по данным ГИС с результатами многоэлементного нейтронно-активационного анализа образцов песчаника. Коэффициенты линейной корреляции сопоставлений соответствуют: по железу +0,85; по бору +0,77; по калию +0,63 и МСП +0,9.

Приведем пример изучения одной скважины, где при стандартной интерпретации материалов ГИС характер насыщения исследуемых пластов определялся как неясный либо водонасыщенный [19]. По данным ГИС Нижнедугинецкой скважины в двух песчаных интервалах тюменской свиты, используя метод выявления низкоомного коллектора по одной скважине, было проведено вычисление приращенного УЭС, обусловленного поверхностной проводимостью. И после определения сопротивления пласта ρ_d по формуле (6) и сравнения его величины с граничным значением выделились два низкоомных нефтенасыщенных интервала. Данный прогноз инновационного метода интерпретации материалов ГИС Нижнедугинецкой скважины подтвердился результатами спиртобензольной вытяжки керна (рис. 1).

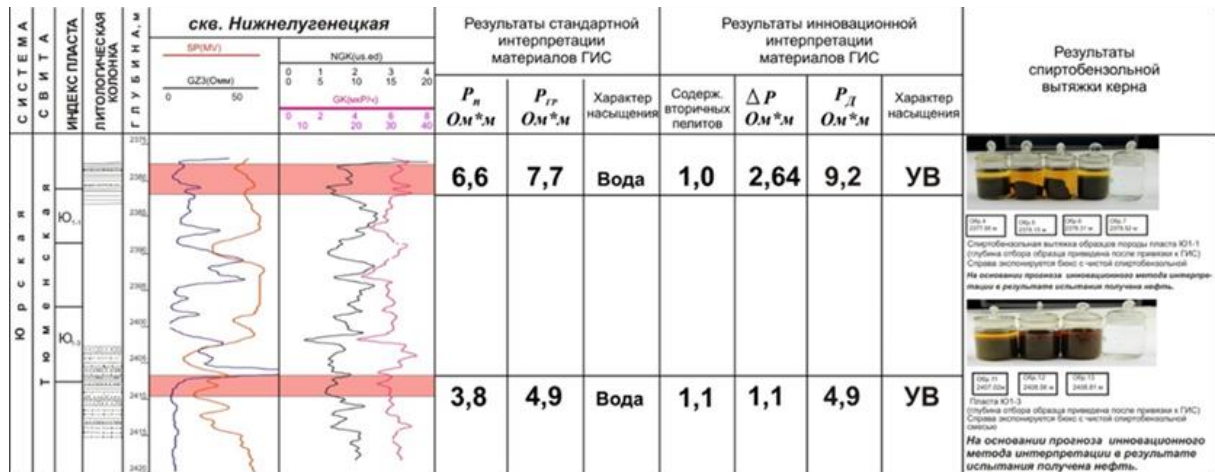


Рис. 1. Результат интерпретации низкоомного УВ насыщенного коллектора юрского горизонта, где P_n – «истинное» УЭС пласта, определенное традиционным способом; $P_{гр}$ – граничное значение УЭС пласта; приращенное УЭС пласта: $\Delta P = P_n (C_f^{+\alpha(f)} + C_c^{+\alpha(c)} - 2)$; «действительное» УЭС пласта: $P_d = P_n + \Delta P$

Fig. 1. Result of interpretation of low-resistivity SW of the saturated reservoir of the Jurassic horizon, where P – «true» reservoir resistivity determined in the traditional way; P_{gr} – boundary value of reservoir resistivity; incremental reservoir resistivity: $\Delta P = P_n (C_f^{+\alpha(f)} + C_c^{+\alpha(c)} - 2)$; «actual» reservoir resistivity: $P_d = P_n + \Delta P$

В свою очередь, если возникает необходимость в изучении всего месторождения, то по каждой скважине исследуется весь разрез, как правило, порядка 20–30 песчаных пластов. Здесь необходимо проводить

вычисление интенсивности вторичных процессов в нескольких десятках скважин по всему месторождению.

В процессе разработки нового метода интерпретации важно было удостовериться в его валидности

[18, 19]. Сопоставления вычисленных статистических интенсивностей вторичных процессов пиритизации, каолинитизации, пелитизации и карбонатизации в песчаных пластах с результатами петрографических исследований образцов керна на различных нефтегазовых месторождениях (площадях) Западной Сибири (например, Столбовой площади, Самотлора, Вынгайинского, Герасимовского, Тамбейского, Болтного месторождений и т. д.) позволили удостовериться в валидности метода СК интерпретации. Коэффициент корреляции линейной зависимости между выборками интенсивности процессов и содержанием вторичным минералов всегда находился в пределах 0,62–0,97.

Например, методом СК интерпретации данных ГИС были изучены 22 песчаных интервала в четырех скважинах различных участков Томской области. Было проведено сопоставление вычисленных интенсивностей вторичных процессов с результатами петрографических исследований песчаной породы 58-ми образцов на предмет содержания вторичных карбонатов, пелитов и каолинитов. Полученный коэффициент корреляции (0,92) линейного тренда явился подтверждением валидности рассматриваемого метода (рис. 2). Здесь параметр, зависящий от интенсивности вторичных процессов: $G(\text{теор}) = \beta L n(i+1) \pm \text{const}$, где β – постоянная величина для каждого процесса, i – статистическая интенсивность.

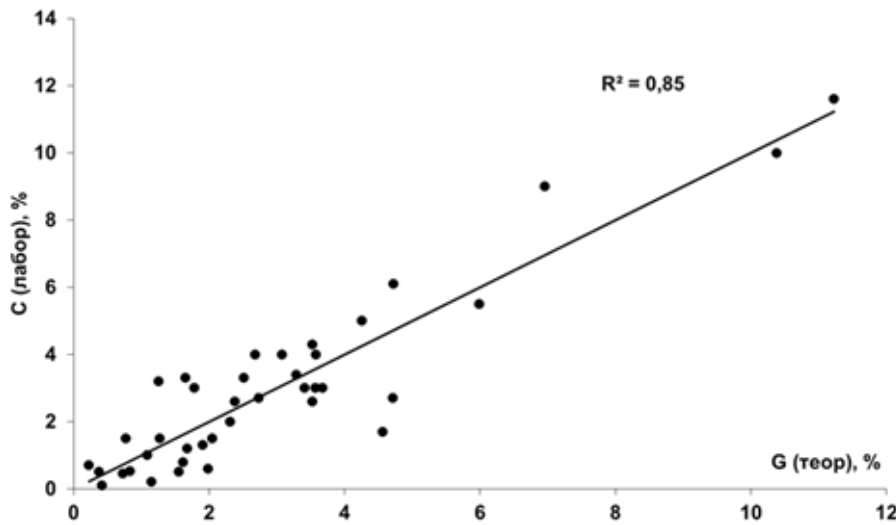


Рис. 2. Сопоставление средних содержаний вторичных каолинитов, пелитов и карбонатов, определённых по керну, с логарифмическим параметром статистической интенсивности данных процессов

Fig. 2. Comparison of the average content of secondary kaolinite, pelite and carbonate determined from the core with the logarithmic parameter of the statistical intensity of these processes

Таблица 1. Усредненные результаты СК интерпретации ГИС для нефте- и водонасыщенных интервалов Вахского месторождения

Table 1. Averaged results of SC interpretation of GIS for oil- and water-saturated intervals of the Vakh field

Насыщенность Saturation	$\langle i_{\text{као}} \rangle$ Kaolinitization intensity	$\langle i_{\text{карб}} \rangle$ Carbonatization intensity	$\langle i_{\text{пир}} \rangle$ Pyritization intensity	$\langle i_{\text{пел}} \rangle$ Pelitization intensity
	усл. ед./cond. units			
Нефть (Н) Oil (O)	0,15	0,30	0,31	0,18
Вода (В) Water (W)	0,20	0,23	0,31	0,23
Н/В/О/В	0,75	1,3	1	0,78

Проиллюстрируем некоторые результаты исследования Вахского месторождения (Томская область) по поиску пропущенных низкоомных залежей. С этой целью было изучено 27 скважин восточного склона купольной части месторождения, в среднем по 17–20 песчаных интервалов мезозойской толщи. По результатам ранее проведенных испытаний пласта Ю₁ почти во всех интервалах была обнаружена нефть. Для определения геохимического индикатора необходимо

было провести сопоставления интенсивностей вторичных процессов в водоносных пластах. В работе [21] представлено, что в исследуемом районе ачимовская толща в значительной степени глинизирована либо водонасыщена. Поэтому нами априори все ачимовские песчаники мегийонской свиты принимались в качестве водоносных пластов. В табл. 1 показаны усредненные статистические интенсивности различных вторичных процессов для водоносных и нефтеносных интервалов. Заметно, что усредненная интенсивность вторичных карбонатов в нефтеносных интервалах на 30 % превышает данные показатели в водоносных песчаниках, а вторичная каолинитизация, наоборот, уменьшается на 25 %. Эти интенсивности были выбраны в качестве индикаторов присутствия нефти.

Проведенный статистический анализ выборочных значений интенсивностей вторичных каолинитизации и карбонатизации в водонасыщенных и нефтеносных пластах позволил определить следующие граничные величины данных индикаторов: $i_{\text{карб}} > 0,34$ усл. ед. и $i_{\text{као}} < 0,07$ усл. ед., с 75 % вероятностью присутствия УВ. Граничная величина интенсивности карбонатизации определялась следующим образом. На основании отсортированных по возрастанию эталонных в выборочных данных интенсивностей карбонатизации

всех водо- и УВ насыщенных интервалов (генеральная выборка) была выделена выборочная область с граничной интенсивностью карбонатизации более

0,34, при этом в этих границах получена выборка значений с вероятностью встречаемости УВ насыщенного интервала в 75 %.

Таблица 2. Результаты СК интерпретации материалов ГИС меловых пластов с пониженным УЭС

Table 2. Results of SC interpretation of GIS materials of Cretaceous strata with reduced resistivity

Название скважины Well name	Интервал, м, (пласт) Interval, m, (layer)	$\rho_{п}$ «True» resistivity	$\rho_{гп}$ Boundary resistivity	$i_{каол}$ Kaolinitization intensity	$i_{карб}$ Carbonatization intensity,	$i_{пир}$ Pyritization intensity	$i_{пел}$ Pelitization intensity	Насыщение Saturation
		Омм/Ohmm		усл. ед./cond. units				
Вахская 335 (Vakh 335)	1980,2–1986,4(Б8)	4,0	4,2	0	0,14	0,07	0,15	Вода Water
Вахская 606 (Vakh 606)	2088,4–2093,0(Б9)	4,5	6,6	0	0,45	0,17	0,70	Нефть Oil

На предмет выявления пропущенных залежей были изучены меловые пласты. В качестве примера покажем два выявленных низкоомных интервала ($\rho_{п} < \rho_{гп}$) в меловых отложениях, один из которых определен как перспективный низкоомный, ранее пропущенный пласт (Вахская 606, пласт Б9). Второй – как менее перспективный, не соответствующий по критерию статистической интенсивности вторичной карбонатизации (табл. 2). В дальнейшем по результатам СК интерпретации оба пласта были испытаны.

В результате испытания пропущенного низкоомного пласта Б9 скважины Вахская 606 (выявленного

по данной методике) был получен среднесуточный дебит нефти 18 т в сутки (рис. 3). На рис. 3 показан подсчетный план 2016 г., где пласт Б9 скважины 606 ранее (по материалам ГИС) был интерпретирован как невязный характер насыщения (мощность интервала 1,2 м). Во втором интервале (Вахская 335, Б8) получена вода. Понижение УЭС пласта Б9 объясняется повышенной поверхностной проводимостью глинистых минералов вследствие существенного процесса вторичной пелитизации. Пласт Б8 сильно отличается от пласта Б9 отсутствием поверхностной электропроводности, обусловленной вторичными процессами.

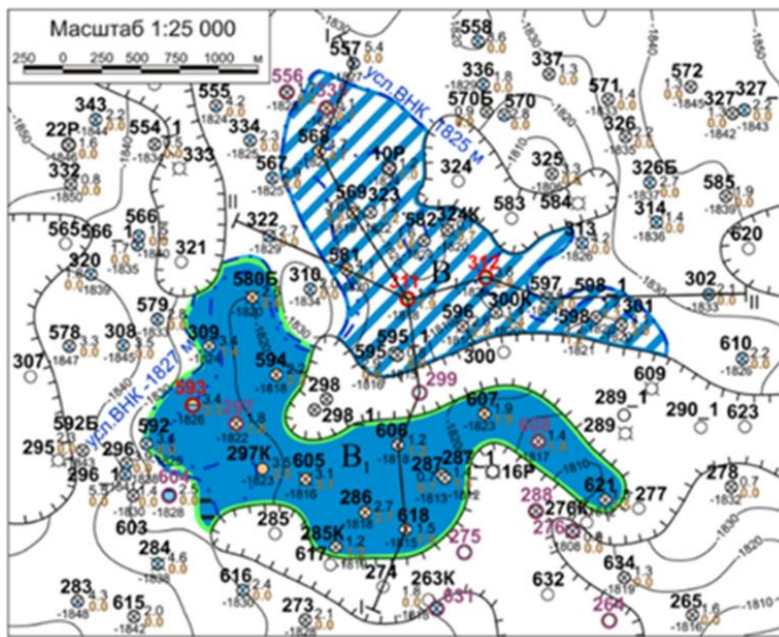


Рис. 3. Подсчётный план 2016 г. по залежам пласта Б9 Вахского месторождения, где $\otimes \circ$ – скважины с пластом-коллектором и неколлектором; $\blacksquare \square$ – нефтеносная площадь и площадь прироста запасов категории В1; \sim – изолинии кровли пласта

Fig. 3. 2016 assay plan for the B9 reservoirs of the Vakh field, where $\otimes \circ$ – wells with reservoirs and non-collectors; $\blacksquare \square$ – oil-bearing area and B1 reserves increment area; \sim – isolines of the formation roof

В следствие того, что в основе процессов, регистрируемых представленным методом, лежит процесс наложенного эпигенеза, вычисляемые интенсивности вторичных изменений должны зависеть от расстояния до глубинно-вертикальной фильтрации флюидов. В работах [18–20] показано семейство обратно-экспоненциальных зависимостей статистической ин-

тенсивности вторичной каолинитизации (усреднённой по скважине в меловых и юрских интервалах) от расстояния до разломов растяжения по фундаменту и баженовской свите. Теоретическая кривая полностью соответствовала эмпирическому тренду. Данные регрессии с коэффициентом корреляции более 0,9. Также определено семейство обратногологарифмических

регрессий интенсивностей пиритизации в зависимости от усреднённой трещиноватости песчаных пластов по скважине.

В свою очередь, другим исследователем на основании выборочных данных получена корреляционная обратно-экспоненциальная связь интенсивностей пиритизации верхнеюрских пластов нефтегазового месторождения (Сургутский свод) в зависимости от расстояния до фильтрационных разломов по фундаменту [22]. Причем интенсивность пиритизации явилась индикатором продуктивности юрских пластов и одновременно причиной понижения УЭС пласта.

Заключение

Итак, общий анализ полученных результатов позволяет сформулировать следующий вывод: представляемый метод статистически-корреляционной интерпретации материалов ГИС для поиска пропущенных УВ насыщенных низкоомных коллекторов в терригенных пластах, даже по материалам старого фонда, в своей сути полностью валиден. Он основан на геохимических процессах наложенного эпигенеза при условиях доминанты и локальности относительно фоновых процессов. Формально-логические доказательства базируются на утверждении о том, что статистическая интенсивность исследуемого вторичного процесса эквивалентна двумерной вероятности регистрируемых (вычисляемых) петрофизических, геохимических данных и материалов ГИС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ежова А.В. Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях Юго-Востока Западно-Сибирской плиты // Известия ТПУ. – 2006. – Т. 309. – № 6. – С. 23–26.
2. The lowdown on low-resistivity pay / A. Boyd, H. Darling, J. Tabanou, B. Davis, B. Lyon, Ch. Flaum, J. Klein, R.M. Sneider, A. Sibbit, J. Singer // Research Gate. – 1995. – V. 3. – № 7. – P. 12. URL: https://www.researchgate.net/publication/291306240_Lowdown_on_low-resistivity_pay (дата обращения 10.10.2022).
3. Investigation of the origin of low resistivity and methods for the calculation of gas saturation in shale gas reservoirs in the Fuling area / Shi Wenrui, Zhang Zhansong, Huang Zisang, Jiang Shu, Shen Jincui, Feng Aiguo, Zhao Hongyan, Xing Jun // Energy Fuels. – 2021. – V. 35. – № 6. – P. 5181–5193. URL: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.energyfuels.1c00087> (дата обращения 10.10.2022).
4. Проблема выделения низкоомных коллекторов сложного строения юрских отложений Каймысовского свода / Ю.А. Чикишев, Н.П. Ковалев, В.А. Резниченко, Р.А. Шишкин // НТБ ОАО «НК «Роснефть». – 2008. – № 1. – С. 17–21.
5. Мельник И.А. Причины образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 129–136.
6. Зарипов О.Г., Сонич В.П. Влияние литологии пород-коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9. – С. 18–21.
7. Зубков М.Ю. Кристаллографическое и литолого-петрографическое обоснование электрических свойств минералов железа, глини и терригенных коллекторов (на примере пластов БВ8 и ЮВ1 Повховского месторождения (Часть 1)) // Горные ведомости. – 2008. – № 11. – С. 20–32.
8. Особенности строения и оценки нефтенасыщенности верхнеюрских низкоомных коллекторов на примере Ватьганского месторождения Западной Сибири / А.Д. Комова, Т.Ф. Дьяконова, Т.Г. Исакова, Л.К. Бата, А.А. Калугин, В.Ю. Терентьев // Экспозиция Нефть Гав. – 2016. – Т. 53. – № 7. – С. 17–21.
9. Lowdown of resistivity: effects of microporosity on oil bearing deltafront sandstones, North Jotana, Cambay Basin, India and identification methods / H.S. Bhattacharya, V. Pratap, G.C. Deb, V. Siva, T.K. Das // 5th Conference & Exposition on Petroleum Geophysics. – Hyderabad, – India, 2004. – P. 115–123. URL: https://spgindia.org/conference/5thconf_hyd04/53046.PDF (дата обращения 10.10.2022).
10. Logging-based assessment of low-resistivity oil zones: a case study from Sudan / Li Chunmeia, Wu Furong, Zang Dianguang, Peng Caia, Guo Hongxib, Li Jiea // Energi Geoscience. – 2021. URL: <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2021.11.005> (дата обращения 10.10.2022).
11. Integrated analysis of the low resistivity hydrocarbon reservoir in the «S» field // Indonesian Petroleum Association. – May, 2016. URL: <http://dx.doi.org/10.29118/IPA.0.16.436.SE> (дата обращения 12.10.2022).
12. Studies of electrical properties of low-resistivity sandstones based on digital rock technology / Weichao Yan, Jianmeng Sun, Jinyan Zhang, Weiguo Yuan, Li Zhang, Likai Cui, Huaimin Dong // Journal of Geophysics and Engineering. – 2018. – V. 15. – Iss. 1. – P. 153–163. URL: <http://dx.doi.org/10.1088/1742-2140/aa8715> (дата обращения 12.10.2022).
13. Бужук Л.А., Поливцев А.В., Архипова Л.Д. Влияние вторичных преобразований пород-коллекторов на электрофизические свойства по результатам электронномикроскопических исследований // Шестые научные чтения памяти Ю.П. Булашевича: Сб. материалов конференции. – Екатеринбург: УрО РАН, 2011. – С. 52–55.
14. Гипотеза причины образования низкоомного коллектора на Катыльгинском месторождении / С.М. Шевченко, В.Н. Шевченко, О.В. Губарев, А.П. Бушковский // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2008. – № 6. – С. 13–15.
15. Liu Zoulin, Moysey Stephen M.J. The dependence of electrical resistivity-saturation relationships on multiphase flow instability // International Scholarly Research Notices. – 2012. – V. 2012. – 10 p. URL: <https://doi.org/10.5402/2012/270750> (дата обращения 12.10.2022).

16. Saturation evaluation of microporous low resistivity carbonate oil pays in Rub Al Khali Basin in the Middle East / Wang Yongjun, Sun Yuanhui, Yang Siyu, Wu Shuhong, Liu Hui, Tong Min, Lyu Hengyu // *Petroleum Exploration and Development*. – 2022. – V. 49. – № 1. – P. 94–106. URL: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(22\)60007-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60007-7) (дата обращения 12.10.2022).
17. Study on the interpretation method of low resistivity contrast oil reservoir based on support vector machine – taking the Chang 8 tight sandstone reservoir of Yanchang Formation in Huanxian Area, Ordos Basin as an example / Bai Ze, Tan Maojin, Shi Yujiang, Guan Xingning. URL: <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-985788/v1> (дата обращения 12.10.2022).
18. Мельник И.А. Определение интенсивности геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2016. – 146 с.
19. Мельник И.А. Основы статистически-корреляционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин. – М.: Изд-во «РУСА ИНС», 2022. – 76 с.
20. Мельник И.А. Определение статистической интенсивности вторичных геохимических процессов по материалам каротажа скважин // *Нефтяное хозяйство*. – 2022. – № 1. – С. 16–20.
21. Барашков С.В., Голубков Д.Е. Поиск пропущенных залежей: организация, реализация и результаты // *Территория нефтегаз*. – 2017. – № 1–2. – С. 28–34.
22. Никитин И.А. Факторы, влияющие и определяющие характер насыщения низкоомных коллекторов на примере месторождения Сургутского свода // *East European Scientific Journal*. – 2021. – V. 2. – № 12 (76). – P. 43–52. URL: <https://doi.org/10.31618/ESSA.2782-1994.2021.2.76.208> (дата обращения 17.08.2022).

Поступила 18.10.2022 г.

Прошла рецензирование 11.11.2022 г.

Информация об авторах

Мельник И.А., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 550.83+552.5+553.98

DETERMINATION OF IMPLICIT OIL-AND-GAS-BEARING SAND INTERVALS BY STATISTICAL-CORRELATION INTERPRETATION OF GWS DATA

Igor A. Melnik,
melnik@tpu.ru

National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia

The relevance of the considered topic is related to the problem of searching for missed productive low-resistance sand intervals, the existence of which is caused by the presence of surface electrical conductivity in the pores of sandy rock.

The purpose of this work is to illustrate briefly the results of using the technology of statistical-correlation interpretation of geophysical well logging in the search for implicitly missed low resistivity oil and gas reservoirs.

Method. This paper briefly shows the method of statistical-correlation interpretation of well logging materials. Theoretical physico-chemical and formal-logical justifications of the method of statistical-correlation interpretation are presented. This method is based on the principles of correlation of measured and calculated geophysical and petrophysical parameters of the studied sand interval, which changes along the well are caused by dominant geochemical processes of superimposed epigenesis in a certain local interval in the territory of deep fluid penetration. The product of the approximation coefficient and the statistical interval parameter of two samples of measured characteristics corresponds to the statistical intensity of sand interval transformation processes. On the basis of a standard set of geophysical well logging data, using the method of statistical-correlation interpretation of well logs in sandy formations it is possible to determine the intensity of secondary processes such as pyritization, kaoliniteization, peltization, carbonatization and formation of a double electric layer in clays, some of which may be the cause of an implicit decrease in the electrical resistivity of the rock. Certain boundary values of the intensities of these secondary processes may serve as an indicator of the presence of hydrocarbons in the studied formations.

Results. The validity of the statistical-correlation method of well logging data interpretation was confirmed when comparing the results of calculating the intensities of transformation processes with the results of petrographic core analysis. By determining the intensities of mineral transformation processes affecting the increase in surface electrical conductivity of sandy rocks in the Nizhneluginetskaya well, promising Jurassic reservoirs were identified, which were confirmed by the results of core alcohol-benzene extraction. In the Vakh field, the results of identifying promising Cretaceous reservoirs on the basis of the use of technology of statistical-correlation interpretation of logging data were confirmed by the results of formation tests. In the previously missed sand interval oil was obtained. And, secondary carbonatization was an indicator of the presence of hydrocarbons with a probability of 80 %.

Conclusions. If we use well logging data (both old and new fund) to calculate the intensity of geochemical processes as an indicator of the presence of hydrocarbons and the boundary values of these intensities in the sandy formations, it is possible with ~80 % probability to reveal the implicitly missed low-resistance oil and gas reservoirs.

Key words:

Low-ohmic reservoir, geophysical well surveys, hydrocarbons, secondary processes, superimposed epigenesis, missed oil deposits, methods of revealing HC deposits, correlation interpretation of logging.

REFERENCES

- Ezhova A.V. Methodology for estimation of oil saturation of low reservoirs in Jurassic deposits of the southeast West Siberian plate. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2006, vol. 309, no. 6, pp. 23–26. In Rus.
- Boyd A., Darling H., Tabanou J., Davis B., Lyon B., Flaum Ch., Klein J., Sneider R.M., Sibbit A., Singer J. The lowdown on low-resistivity pay. *Research Gate*, 1995, vol. 3, no. 7, p. 12. Available at: https://www.researchgate.net/publication/291306240_Lowdown_on_low-resistivity_pay (accessed 10 October 2022).
- Shi Wenrui, Zhang Zhansong, Huang Zisang, Jiang Shu, Shen Jincui, Feng Aiguo, Zhao Hongyan, Xing Jun. Investigation of the origin of low resistivity and methods for the calculation of gas saturation in shale gas reservoirs in the Fuling area. *Energy Fuels*, 2021, vol. 35, no. 6, pp. 5181–5193. Available at: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.energyfuels.1c00087> (accessed 10 October 2022).
- Chikishev Yu.A., Kovaleva N.P., Reznichenko V.A., Shishkin R.A. Problema vydeleniya nizkooimnykh kollektorov slozhnogo stroeniya yurskikh otlozheniy Kaymysovskogo svoda [Problem of identifying low-resistance reservoirs in the complex structure of Jurassic deposits of the Kaimysovsky Vault]. *NTV OAO «NK «Rosneft»*, 2008, no. 1, pp.17–21.
- Melnik I.A. Reasons for formation of low-resistivity oil saturated reservoirs. *Oil and gas geology*, 2018, no. 6, pp. 129–136. In Rus. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-129-136.
- Zaripov O.G., Sonich V.P. Vliyaniye litologii porod-kollektorov na udelnoye elektricheskoye soprotivleniye plastov [Influence of reservoir rock lithology on reservoir resistivity]. *Neftyanoe khozyajstvo*, 2001, no. 9, pp. 18–21.
- Zubkov M.Yu. Kristallograficheskoye i litologo-petrograficheskoye obosnovaniye elektricheskikh svoystv mineralov zheleza, glin i terriqennykh kollektorov (na primere plastov BV8 i Yu VI Povkhovskogo mesta rozhdeniya. (Chast 1) [Crystallographic and lithological-petrographic substantiation of electrical properties of iron minerals, clays and terrigenous reservoirs (by the example of BV8 and SW1 formations of the Povkhovskoye deposit (Part 1)]. *Gornyye vedomosti*, 2008, no. 11, pp. 20–32.
- Komova A.D., Dyakonova T.F., Isakova T.G., Bata L.K., Kalugin A.A., Terentev V.Yu. Features of the structure and evaluation of oil saturation factor of low-resistivity upper Jurassic reservoirs on example of the Vat'egan field of Western Siberia. *Ekspozitsiya Neft Gaz*, 2016, vol. 53, no. 7, pp. 17–21. In Rus.
- Bhattacharya H.S., Pratap V., Deb G.C., Siva V., Das T.K. Lowdown of resistivity: effects of microporosity on oil bearing deltafront sandstones, North Jotana, Cambay Basin, India and identification methods. *5th Conference & Exposition on Petroleum Geophysics*. Hyderabad, India, 2004. pp. 115–123. Available at: https://spgindia.org/conference/5thconf_hyd04/53046.PDF (accessed 10 October 2022).
- Li Chunmei, Wu Furong, Zang Dianguang, Peng Caia, Guo Hongxib, Li Jiea. Logging-based assessment of low-resistivity oil zones: A case study from Sudan. *Energy Geoscience*, 2021. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2021.11.005> (accessed 10 October 2022).
- Integrated analysis of the-low resistivity hydrocarbon reservoir in the «S» field. *Indonesian Petroleum Association*. May, 2016.

- Available at: <http://dx.doi.org/10.29118/IPA.0.16.436.SE> (accessed 10 October 2022).
12. Weichao Yan, Jianmeng Sun, Jinyan Zhang, Weiguo Yuan, Li Zhang, Likai Cui, Huaimin Dong. Studies of electrical properties of low-resistivity sandstones based on digital rock technology. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2018, vol. 15, Iss. 1, pp. 153–163. Available at: <http://dx.doi.org/10.1088/1742-2140/aa8715> (accessed 12 October 2022).
 13. Buzhuk L.A., Polivtsev A.V., Arkhipova L.D. Vliyaniye vtorichnykh preobrazovaniy porod-kollektorov na elektrofizicheskie svoystva po rezul'tatam elektronnomikroskopicheskikh issledovaniy [Influence of secondary transformations of reservoir rocks on the electrophysical properties according to the results of electron microscopic studies]. *Sbornik materialov konferentsii. Shestye nauchnye chteniya pamyati Yu.P. Bulashevicha* [Proceedings of the conference. Sixth scientific readings in memory of Yu.P. Bulashevich]. Yekaterinburg, Russian Academy of Sciences Ural Branch Publ., 2011. pp. 52–55.
 14. Shevchenko S.M., Shevchenko V.N., Gubarev O.V., Bushkovsky A.P. Gipoteza prichiny obrazovaniya nizkoomnogo kolektora na Katylginskoy mestorozhdenii [Hypothesis of the cause of low reservoir formation in the Katylginskoe field]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2008, no. 6, pp. 13–15.
 15. Liu Zoulin, Moysey Stephen M.J. The dependence of electrical resistivity-saturation relationships on multiphase flow instability. *International Scholarly Research Notices*, 2012, vol. 2012, 10 p. Available at: <https://doi.org/10.5402/2012/270750> (accessed 12 October 2022).
 16. Wang Yongjun, Sun Yuanhui, Yang Siyu, Wu Shuhong, Liu Hui, Tong Min, Lyu Hengyu. Saturation evaluation of microporous low resistivity carbonate oil pays in Rub Al Khali Basin in the Middle East. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, vol. 49, no. 1, pp. 94–106. Available at: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(22\)60007-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60007-7) (accessed 12 October 2022).
 17. Study on the interpretation method of low resistivity contrast oil reservoir based on support vector machine – taking the Chang 8 tight sandstone reservoir of Yanchang Formation in Huanxian Area, Ordos Basin as an example. Available at: <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-985788/v1> (accessed 12 October 2022).
 18. Melnik I.A. *Opredelenie intensivnosti geokhimicheskikh protsessov po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [Determination of the intensity of geochemical processes based on geophysical well survey data]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2016. 146 p.
 19. Melnik I.A. *Osnovy statisticheskoi-korrelatsionnoy interpretatsii materialov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [Fundamentals of statistical and correlation interpretation of geophysical well survey data]. Moscow, RUSAJNS Publ., 2022. 76 p.
 20. Melnik I.A. Determination of statistical intensity of secondary geochemical processes based on well logging data. *Oil Industry*, 2022, no. 1, pp. 16–20. In Rus.
 21. Barashkov S.V., Golubkov D.E. Poisk propushchennykh zalezhey: organizatsiya, realizatsiya i rezul'taty [Search for missed deposits: organization, implementation and results]. *Territoriya neftegaz*, 2017, no. 1–2, pp. 28–34.
 22. Nikitin I. Factors influencing and determining the Nature of the Saturation of low resistance reservoirs by the Example of the Surgutsky arch field. *East European Scientific Journal*, 2021, vol. 2, no. 12 (76), pp. 43–52. Available at: <https://doi.org/10.31618/ESSA.2782-1994.2021.2.76.208> (accessed 17 August 2022).

Received: 18 October 2022.

Reviewed: 11 November 2022.

Information about the authors

Igor A. Melnik, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.