

УДК 550.83+ 552.5 +553.98

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СТАТИСТИЧЕСКИ-КОРРЕЛЯЦИОННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС НА МЕСТОРОЖДЕНИИ САМОТЛОР

Мельник Игорь Анатольевич¹,
melnik@tpu.ru

Жданова Юлия Юрьевна¹,
yuy3@tpu.ru

Сидоренко Никита Святославович¹,
nikitacidor@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. Проблема, связанная с низкоомными коллекторами на месторождениях Западной Сибири, актуальна уже с конца прошлого века. По материалам геофизических исследований скважин продуктивные низкоомные коллекторы часто интерпретируются как водонасыщенные, вследствие чего они не используются при дальнейшей эксплуатации скважины. Проведение исследования обусловлено возможностью обнаружения ранее пропущенных низкоомных продуктивных песчаных коллекторов по архивам геофизических исследований скважин старого фонда и по отсутствующим керновым материалам.

Цель: иллюстрация применения метода статистически-корреляционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин для поиска пропущенных залежей на нефтегазовом месторождении Самотлор (Ханты-Мансийский автономный округ).

Объекты: продуктивные юрские и меловые песчаные отложения месторождения Самотлор.

Методы: статистическая интерпретация данных геофизических исследований скважин на предмет выявления интенсивностей наложено-эпигенетических процессов каолинитизации, карбонатизации, пиритизации, пелитизации и пропущенных низкоомных УВ-насыщенных коллекторов.

Результаты. Применение метода статистически-корреляционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин в песчаных коллекторах месторождения Самотлор позволило определить индикаторы нефтегазонасыщенности и выявить перспективные интервалы с пониженным удельным электрическим сопротивлением. Определены граничные значения исследуемого индикатора при выявлении перспективных зон. Сопоставление величин низкоомного параметра с характером насыщения испытанных коллекторов (ранее нам неизвестных) позволило определить коэффициент успешности ($K_{усп}=87\%$) применения данного индикатора. Вычисленные величины статистических интенсивностей вторичных процессов позволили выявить причины понижения электрических сопротивлений исследуемых пластов и определить приращенное сопротивление, обусловленное пиритизацией, пелитизацией и образованием повышенной поверхностной электрической проводимостью глинистого цемента песчаной породы.

Ключевые слова:

наложено-эпигенетический процесс, вторичная каолинитизация, вторичная пиритизация, низкоомный коллектор, углеводороды, удельное электрическое сопротивление, геофизические исследования скважин, Самотлор.

Введение

Самотлорское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты на восточном склоне структуры первого порядка Нижневартовского свода, в пределах Тарховского куполовидного поднятия. Практически все пласты нефтегазового месторождения в разрезе представлены неравномерными переслаиваниями песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин. Породами-коллекторами являются главным образом полимиктовые песчаники, отчасти – крупнозернистые алевролиты. Известно, что тонкослоистое переслаивание песчано-глинистых пород может спровоцировать образование низкоомных нефтегазосодержащих коллекторов. По результатам традиционного анализа геофизических исследований скважин (ГИС) их ошибочно интерпретируют как водонасыщенные.

Тема является весьма актуальной и рассмотрена многими авторами.

К примеру, в своей работе исследователи делают вывод о том, что низкоомные нефтеносные зоны

формируются в основном за счет значительного содержания связанной воды, обусловленной повышенным содержанием иллита, смектита и сложной структурой пор. В соответствии с этим ими предложено четыре метода качественной идентификации этих зон, а именно: анализ взаимосвязи пяти коллекторских свойств, кросс-плотирование чувствительных параметров, анализ данных опрессовки и корреляция по нескольким скважинам [1].

В работе авторов из Китая рассчитано удельное сопротивление с помощью моделирования перколяционной сети и методом конечных элементов. Сделан вывод о том, что геометрия трещины существенно влияет на анизотропию удельного сопротивления, а также электропроводность породы повышается из-за содержания органических веществ, пирита и графитизации органического вещества [2].

В трудах других авторов рассмотрен механизм формирования низкоомной газовой залежи разреза Ву-2. Для газовой залежи характерно высокое содержание цеолита и аутигенного пирита. Установлен

набор эффективных методов идентификации, который сочетает в себе метод нейтронной пористости и акустической (плотностной) дискриминации, а также метод малоглубинного двухстороннего ограничения по сопротивлению [3]. Эти же выводы сделаны и в другой работе: электрические свойства пород сильно зависят от количества и распределения пирита, а также от частоты измерения электрического тока [4].

На основе комплексного исследования применены различные методы для выявления коллекторов с низким сопротивлением, такие как использование взаимосвязи между относительными значениями гамма-излучения и кажущимся электрическим сопротивлением, диаграммой относительного сопротивления по сравнению с глубинным индукционным сопротивлением, а также график зависимости несвязанной водонасыщенности от кажущегося сопротивления пластовой воды и связанной воды. Методы доказали свою эффективность в улучшении идентификации низкоомных коллекторов [5].

Авторы Исламского университета Азад пришли к выводу, что влияние на удельное электрическое сопротивление (УЭС) нефтяного коллектора оказывают диагенетические процессы, такие как пиритизация и глинизация поверхности пустот карбонатных пород. На основе полученных результатов были определены ошибки интерпретации данных ГИС [6].

В следующей работе выделены три основных фактора, оказывающих влияние на понижение УЭС песчаной породы: глинистые минералы, приводящие к увеличению микропор сланца с последующим увеличением насыщения связанной воды, органическое вещество и вторичная хлоритово-пленочная цементация, пористая кальцитовая цементация, наличие галита и органических прослоек [7].

В своей работе П. Соломон в результате исследования обнаружил, что основными причинами, формирующими значительную концентрацию связанной воды, являются: высокое содержание мелких частиц в коллекторе, мелкопористая структура коллектора, а также гидрофильность породы. Удельное сопротивление пласта увеличивается по мере уменьшения насыщения водой. Следовательно, значительная связанная водонасыщенность является одной из важных причин, влияющих на понижение удельного сопротивления [8].

В статье [9] авторы определяют характер насыщения резервуара с помощью данных каротажа акустической пористости, данных каротажа плотностной пористости и данных каротажа нейтронной пористости, используя метод коэффициента разности эквивалентных модулей упругости продольной волны в полном объеме без сигнала удельного сопротивления. Этот комплексный метод интерпретации ГИС позволил эффективно идентифицировать насыщенность коллектора.

Китайские и канадские авторы в своей работе обосновывают причину образования низкоомных коллекторов в пластах верхнего мела на территории формации Циншанькоу. В составе глинистых минералов в основном преобладают иллит-монтмориллонитовый

смешанный слой и иллит с высокой катионообменной адсорбционной способностью и высокой проводимостью. Большинство цементирующих материалов подвергается аргиллизации из-за эпигенеза, что может обеспечить хорошее условие для появления большого количества связанной воды, поэтому образуется электропроводящая система, понижающая удельное сопротивление пласта [10].

Группа исследователей китайской компании «Petro China Huabei Oilfield Company» предложили метод оценки характера насыщения низкоомных коллекторов с помощью определения отношения удельного сопротивления пласта к удельному сопротивлению промывочной зоны фильтрата бурового раствора. Отношение показаний, являющееся константой, не зависит от пористости, электрохимических параметров породы и УЭС пластовой воды. Данные решения позволяют быстро идентифицировать нефтяные и водные слои [11].

Тем не менее какие бы не были разработаны инструменты и методы для оценки часто игнорируемых зон низкоомных коллекторов, исследователь К.Э. Хиггс делает вывод о том, что их природа является многообразной и изобретаемые методы их обнаружения не универсальны, что, в свою очередь, предполагает дальнейшее развитие новых технологий обнаружения пропущенных залежей нефти и газа [12].

Целью данной работы является иллюстрация применения метода статистически-корреляционной интерпретации (СКИ) материалов ГИС для поиска пропущенных залежей на нефтегазовом месторождении Самотлор.

Краткое изложение теории СКИ в качестве метода интерпретации данных ГИС

Метод СКИ материалов ГИС основан на концепции геохимического преобразования вещества, при котором регистрируемые (от двух и более) переменные параметры (напряжение электрического поля, интенсивности радиационных полей, содержания химических элементов и т. д.) отображают определяемые петрофизические характеристики трансформирующей породы в разрезе скважин. Причем величины данных исследуемых параметров соответствующим образом могут коррелировать между собой [13].

Измеряемые и вычисляемые поточечные характеристики (A) и (B), зависящие от интенсивности преобразования (I) аллотигенных минералов горной породы, будут взаимозависимо проявляться с различными вероятностями: $P(A)$ и $P(B)$. Данные вероятности условны: $P(A/I)$, $P(B/I)$, где априори $P(I)=1$. В итоге получаем двумерные вероятности:

$$\begin{aligned} P(A;I) &= P(A/I)P(I) = P(A), \\ P(B;I) &= P(B/I)P(I) = P(B), \\ P(A;B) &= P(A)P(B). \end{aligned} \quad (1)$$

Основным условием корреляции регистрируемых параметров является *доминирование* изучаемого геохимического процесса, влияющего на данные параметры, относительно других параллельных процессов. При $\alpha = A + \gamma_A$; $\beta = B + \gamma_B$, где γ – отклик (доля) регистри-

руемых параметров, не связанный с влиянием исследуемых геохимических процессов, вероятности (1) измеряемых параметров определяются как:

$$P(A) = \frac{dA}{d\alpha}; \quad P(B) = \frac{dB}{d\beta}. \quad (2)$$

Введем **постулат интенсивности – статистическая интенсивность процессов преобразования элементов открытой системы эквивалентна двумерной вероятности регистрируемых характеристик данных элементов** [13, 14]:

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

Интенсивность *доминирующего* процесса преобразования вещества вдоль разреза скважины приводит к ковариационному изменению величин измеряемых параметров: dA , $d\alpha$ и dB , $d\beta$. Величины интенсивностей процессов по всему исследуемому массиву данных (в интервале) усредняются. В таком случае двумерная статистическая интенсивность Q -выборочных параметров ($Q > 30$), в соответствии с зависимостями (2) и (3), при $|d\gamma_A| < |dA|$; $|d\gamma_B| < |dB|$ будет представлять собой следующую эквивалентную ковариацию [14]:

$$i(A;B) \sim \left\langle \frac{dAdB}{d\alpha d\beta} \right\rangle \sim \frac{1}{Q} \sum_{q=1}^{q=Q} \frac{(A_q - \bar{A})(B_q - \bar{B})}{\Delta\alpha_q \Delta\beta_q} \sim |R|. \quad (4)$$

Коэффициент корреляции в зависимости (4) взят по модулю, потому что статистическая интенсивность может быть только положительной. 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 $|R| > 0,6$ определяется общепринятым уровнем значимости 0,95 [15]. В генеральной выборке двух массивов вдоль разреза скважины не всегда присутствует корреляция между исследуемыми частями выборочных значений. Поэтому при вычислении статистической интенсивности в формулу (4) необходимо включить количественный параметр, отражающий долю генеральной выборки, для которой линейная регрессия подчиняется условию $|R| > 0,6$. 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 зависимости:

$$Y = \frac{1}{Q} \sum_{i=1}^J \sum_{h=1}^H N_h^i,$$

где N – количество всех выборочных значений при $|R_h| > 0,6$; Q – количество выборочных значений всего исследуемого массива; H – количество «интервальных» выборочных значений; J – количество «интервалов», причем $J < H \leq Q$, а если $H = Q$, то $J = 1$. Статистический параметр Y выражает интервальную меру влияния вторичных процессов, т. е. в данном случае показывает количественную долю преобразованной

материи исследуемой системы. Назовем его *интервальным параметром*.

Произведение статистических параметров [13, 14]:

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

назовем *статистической интенсивностью процессов преобразования открытых систем*, выражающей как качественные (R^2), так и количественные (Y) меры статистических регрессионных связей.

Многолетнее изучение валидности метода СКИ материалов ГИС песчаных коллекторов позволило определить следующие зависимости, на основании которых можно вычислять статистические интенсивности вторичных процессов с высокой точностью [13]:

- отрицательная регрессия содержания железа с УЭС породы – интенсивности пиритизации либо хлоритизированных биотитов;
- положительная регрессия глинистости с пористостью породы – интенсивность вторичной каолинитизации;
- отрицательная регрессия содержания калия с УЭС породы – интенсивность вторичной пелитизации;
- положительная регрессия карбонатов с макроскопическим сечением поглощения тепловых нейтронов породы при увеличении карбонатизации песчаника – интенсивность вторичной карбонатизации;
- обратная зависимость УЭС с глинистостью – параметр двойного электрического слоя (ДЭС), характеризующий степень влияния вторичных процессов на электропроводность ДЭС глинистых минералов.

Вычисление интенсивностей (5) перечисленных процессов позволяет выделять зоны с поверхностной электрической проводимостью, не учитываемой при стандартном методе интерпретации данных ГИС, при отсутствии керна. Величины интенсивностей таких процессов, как пиритизация, пелитизация и образование ДЭС, являются показателем степени влияния на неучтенное УЭС. Алгоритмы определения относительных содержаний железа, бора и калия в полимиктовой песчаной породе, по материалам нейтронного и гамма методов каротажа скважин, были представлены в прошлых работах [13, 16]. Валидность определений содержаний элементов подтверждена сопоставлением их теоретического вычисления с результатами многоэлементного лабораторного исследования керна.

Отрицательная регрессия содержания железа, калия и глинистости с УЭС породы позволяет определять параметры их влияний Y и R^2 для каждого исследуемого песчаного интервала. Зная относительные содержания железа, калия и глинистости с последующим вычислением их статистических параметров Y и R в отрицательных регрессионных связях с УЭС (при $R < -0,6$), можно определить параметр *скрытой электрической проводимости* (СЭП):

$$S = \sum_{n=1}^{n=3} YR_n^2. \quad (6)$$

Хорошо известно, что углеводороды относятся к диэлектрикам, и поэтому показания корреляционной зависимости в нефтегазонасыщенном интервале меж-

ду выборками кажущего электрического сопротивления ρ и общей пористости k_n (определяемой по данным нейтронных методов каротажа скважин) с большой вероятностью должны быть положительны. В свою очередь, обратно-пропорциональная (отрицательная) связь говорит о минерализованном водонасыщенном заполнении коллектора. Вычислив коэффициент корреляции общей пористости и УЭС (при условии $R_{(k_n, \rho)} > +0,6$) путем скользящей линии точек вдоль оси скважины, можно, сопоставив эти значения по глубине, вычислить *вероятность определения нефтенасыщенности интервала по следующей зависимости:*

$$p = \sum_{j=1}^m \left(\left(\sum_{i=1}^l R_i^2 / l \right) / m \right), \quad (7)$$

где i – индекс, отражающий количество задающих точек скользящей линии; j – количество шагов. При статистическом анализе данной зависимости было выявлено, что значимым результатом определения коэффициентов корреляции можно принять задающее количество точек a ; от семи и выше с шагом $h=(a_n-7)/l$.

Чем больше математическая величина вероятности p , тем больше доверия к тому факту, что исследуемый интервал насыщен УВ. Назовем этот параметр *вероятностью насыщения УВ*.

Произведение зависимостей (6) и (7) назовем *низкоомным параметром*:

$$\Phi = Sp. \quad (8)$$

Смысл низкоомного параметра (8) заключается в возможности его применения в качестве индикатора поиска пропущенных УВ-залежей с пониженным электрическим сопротивлением.

Результаты эмпирических исследований

Месторождение Самотлор характеризуется более чем тысячей обособленных нефтегазовых залежей. В основном они представлены в песчаных отложениях поздней юры и мела. Периферия Самотлора еще недостаточно изучена, и вероятность выявления пропущенных низкоомных залежей там может быть высока. Нами были исследованы 43 скважины Самотлора, а также 10 скважин периферийных месторождений: Тюменское, Гун-Ёганское, Малочерногорское. В среднем по скважине методом СКИ изучались 15–20 пластов: АВ, БВ и ЮВ. В качестве эталонов брались испытанные интервалы – 52 нефтенасыщенных и 30 водонасыщенных пластов. По ним определилось граничное значение низкоомного параметра, разделяющего значения на продуктивный и водоносный песчаный интервал: $\Phi_{гр} > 0,14$. На рис. 1 показаны гистограммы низкоомного параметра в водоносных и нефтеносных интервалах. Статистический анализ показал, что с величиной Φ от 0,145 и выше с вероятностью 94 % исследуемый интервал будет продуктивным.

Далее, используя фильтр данных ($\Phi_{гр} > 0,14$) из генеральной выборки, были определены 146 перспективных интервалов, а при $\Phi > 0,2$ – 73 перспективных пласта. Проведена ранжировка интервалов по степени их перспективности в совокупности с другими индикаторами. Как оказалось, в наиболее перспективную зону попали уже испытанные (но ранее нам неизвестные) нефтеносные интервалы, а некоторые пласты с неясным характером насыщения были в дальнейшем испытаны. Общий коэффициент успешности выявления продуктивных интервалов оказался равен 87 %.

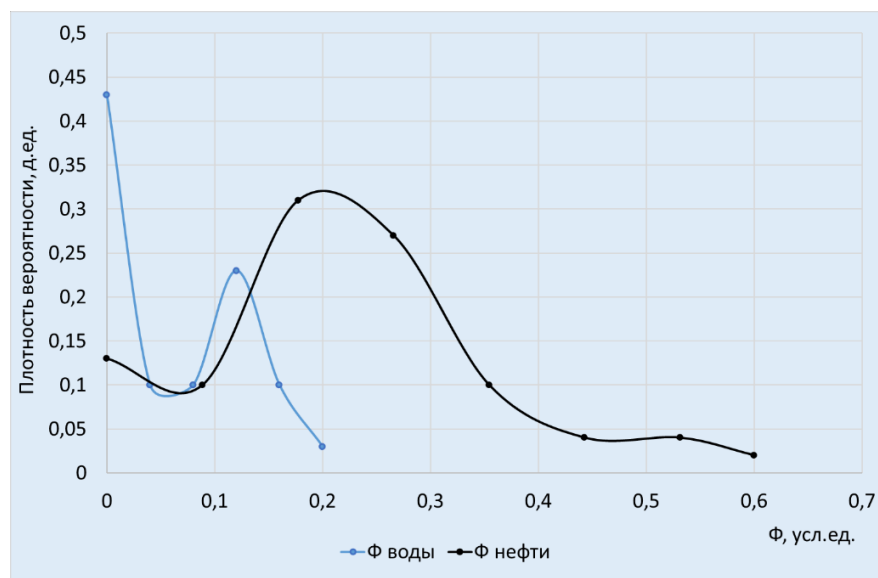


Рис. 1. Гистограммы низкоомного параметра эталонных нефтенасыщенных и водонасыщенных песчаных интервалов юры и мела месторождения Самотлор с периферийными территориями

Fig. 1. Histograms of the low-resistance parameter of the reference oil-saturated and water-saturated sand intervals of the Jurassic and Cretaceous of the Samotlor deposit with peripheral territories

Вследствие того, что величина низкоомного параметра обусловлена не только интенсивностью вторичных геохимических процессов, но и вероятным присутствием

нефти в песчаной породе, решили проверить гипотезу о возможности положительной корреляции дебита нефти исследуемого пласта с данным параметром (рис. 2).

На рис. 2 видны три положительных линейных тренда с сильной корреляционной зависимостью. Данный факт подтверждает следующую концепцию: вычисляемый статистический низкоомный параметр и эмпирический алгоритм вычисления дебита нефти

(уравнение Дюпюи) зависят от общих параметров (как минимум двух), причем оказывающих доминирующее влияние на ковариационное изменение вычисляемых характеристик. Очевидно, что данные параметры связаны с проницаемостью флюидов.

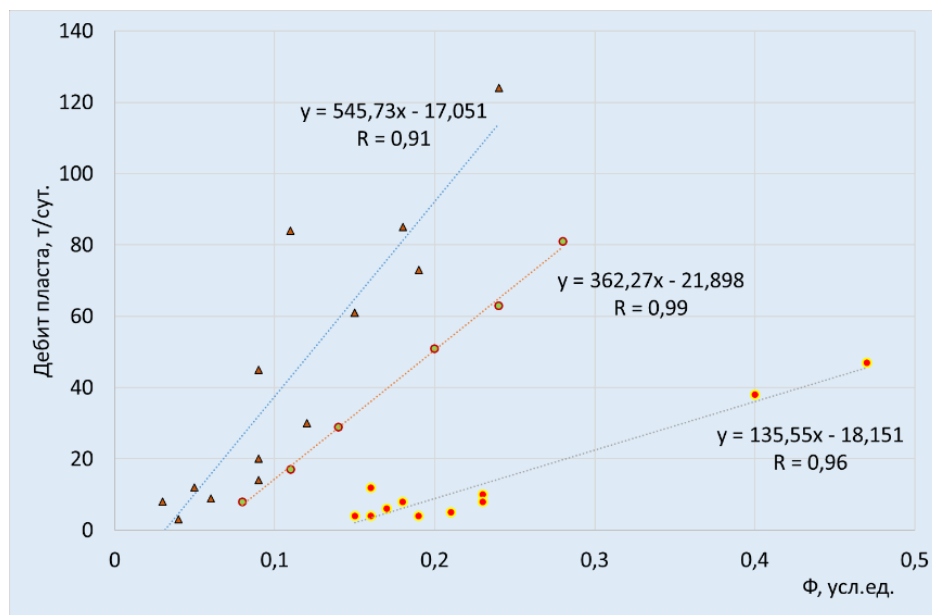


Рис. 2. Сопоставление дебита пласта с низкоомным параметром исследуемых нефтеносных песчаных интервалов юры и мела месторождения Самотлор с дебитом периферийных территорий, где показаны уравнения тренда с коэффициентами корреляции

Fig. 2. Comparison of the reservoir flow rate with the low-resistance parameter of the studied oil-bearing sand intervals of the Jurassic and Cretaceous of the Samotlor deposit with flow rate of peripheral territories, where trend equations with correlation coefficients are shown

В свою очередь, полученная положительная корреляция дебита нефти с параметром Φ является доказательством только их опосредованной связи, но не зависимости. Поэтому необходимо проверить успешность «работы» индикатора Φ при выявлении присутствия углеводородов в коллекторе. Для этого были исследованы 146 перспективных интервалов с индикатором $\Phi_{пр} > 0,14$. В данную группу вошли 42 пласта с результатами испытаний и традиционной интерпретации материалов ГИС. Получено: 30 интервалов нефтенасыщенных и нефтеводонасыщенных; 9 интервалов водонасыщенных и 3 с неясным характером насыщения. Два водонасыщенных пласта были испытаны, остальные могут оказаться в группе низкоомных с УВ насыщением. Таким образом, явный коэффициент успешности данного индикатора будет соответствовать: $K_{усп} = 71,4\%$, а если прибавить оставшиеся 10 пластов с таким же коэффициентом успешности, то получим неявную «успешность» $K_{усп}^{неяв} = 88\%$.

С целью выявления нефтенасыщенных низкоомных коллекторов (в скважинах № 15140 и 61518 Самотлорского месторождения) и сравнительного анализа результатов статистически-корреляционной интерпретации материалов ГИС с результатами традиционной интерпретации исследуемых интервалов были вычислены «истинное» УЭС интервала ($\rho_{ист}$) и его «действительное» сопротивление ($\rho_{д}$) (рис. 3, 4).

При традиционной интерпретации материалов ГИС в данных пластах были получены величины «истинно-

го» УЭС значительно ниже граничного сопротивления ($\rho_{гран}$), поэтому пласты были признаны водонасыщенными. Определение интенсивностей вторичных процессов позволило выявить причины понижения УЭС (таблица) и вычислить приращенное УЭС исследуемых интервалов. Вследствие аддитивной природы электросопротивления при последовательном соединении электропроводящих аутигенных минералов на поверхности пор приращенное УЭС пласта определяется как сумма приращенных сопротивлений вещества для свободных зарядов S -элементов калия, железа и т. д., при условии их отрицательного α -степенного влияния на УЭС в одном пространственном интервале измеряемого сопротивления $\rho_{i...j}$ [13]:

$$\Delta\rho = \Delta\rho_1 + \dots + \Delta\rho_j = \rho_{ист}[(C_i^\alpha - 1) + \dots + (C_j^\alpha - 1)].$$

Действительное УЭС исследуемого интервала (с учетом поверхностной электропроводности) будет равно сумме «истинного» и приращенного УЭС. На рис. 3 действительное УЭС равно граничному значению, что соответствует насыщению «нефть+вода». На рис. 4 величина УЭС граничного значения несколько превышает действительное сопротивление, но вследствие значительной относительной величины приращенного сопротивления (~80 % от «истинного» УЭС) и определенного отклонения $\rho_{гран} = 4 \pm 1$ Ом·м было принято решение характеризовать пласт с насыщением «нефть+вода».

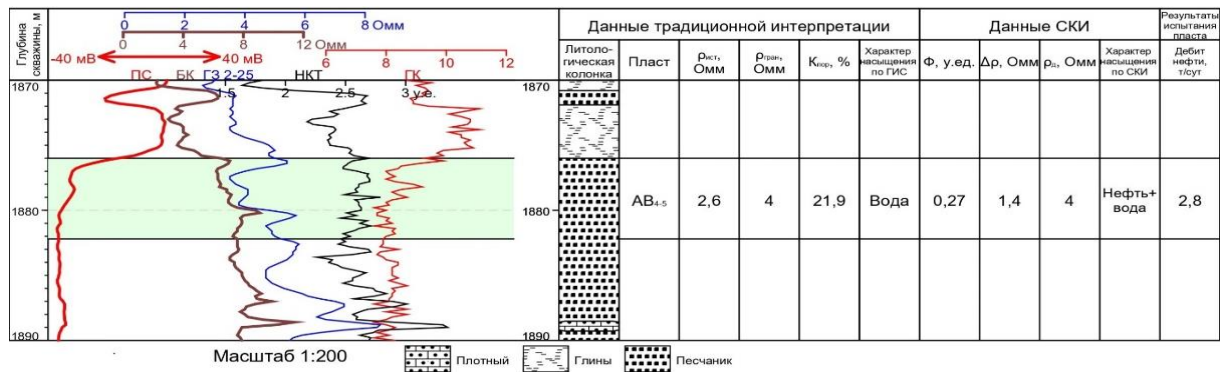


Рис. 3. Результаты SKI данных ГИС низкоомного УВ насыщенного коллектора скважины 15140 Самотлорского месторождения, где $\rho_{уст}$ – УЭС, определенное традиционным методом; $\rho_{гран}$ – граничное значение УЭС пласта; $\Delta\rho$ – приращенное УЭС; действительное УЭС пласта: $\rho_{д} = \rho_{уст} + \Delta\rho$

Fig. 3. Results of the SKI data of the low-resistance hydrocarbon saturated reservoir of the well 15140 of the Samotlor field, where $\rho_{уст}$ is the SER determined by the traditional method; $\rho_{гран}$ is the boundary value of the SER of the formation; $\Delta\rho$ is the incremented SER; the actual SER of the formation: $\rho_{д} = \rho_{уст} + \Delta\rho$

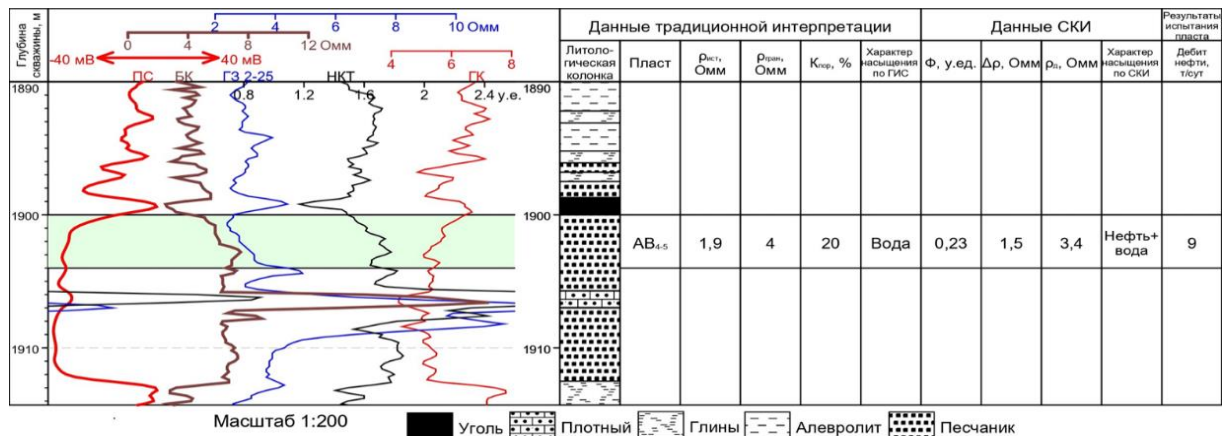


Рис. 4. Результаты SKI данных ГИС низкоомного УВ насыщенного коллектора скважины 61518 Самотлорского месторождения, где $\rho_{уст}$ – УЭС, определенное традиционным методом; $\rho_{гран}$ – граничное значение УЭС пласта; $\Delta\rho$ – приращенное УЭС; действительное УЭС пласта: $\rho_{д} = \rho_{уст} + \Delta\rho$

Fig. 4. Results of the WLO data of the low-resistance hydrocarbon saturated reservoir of the well 61518 of the Samotlor field, where $\rho_{уст}$ is the SER determined by the traditional method; $\rho_{гран}$ is the boundary value of the SER of the formation; $\Delta\rho$ is the incremented SER; the actual SER of the formation: $\rho_{д} = \rho_{уст} + \Delta\rho$

Впоследствии при испытании данных пластов были получены притоки нефти, что согласуется с результатами SKI материалов ГИС.

Обсуждение результатов

Интенсивность процесса вторичного преобразования породы (I) в результате поступления глубинных флюидов при наложенном эпигенезе с химически постоянной реакцией сильно зависит от проницаемости среды, т. е. от δ – раскрытости трещин и градиента давления флюида [16]:

$$\Phi \sim i \sim 1 = \text{const}_1 \frac{\delta \text{grad}D}{\alpha \Gamma},$$

где $\text{grad}D$ – градиент давления глубинного флюида; Γ – густота трещин; α – безразмерный коэффициент, зависящий от мерности трещин ($\alpha=1; 2; 3$).

Коэффициент проницаемости трещиноватой породы пласта (по Буссинеску) [17]:

$$K_{пр} = \alpha \Gamma \delta^3 / 12.$$

Запишем формулу Дюпюи для вычисления дебита нефти (q [$\text{м}^3/\text{сут}$]), зависимой от проницаемости пласта совершенной нефтяной скважины [18]:

$$q = \text{const}_2 \frac{K_{пр} h}{\ln\left(\frac{R_d}{r_c}\right)} (p_{пл} - p_{заб}),$$

где $p_{заб}$ – забойное давление; $p_{пл}$ – пластовое давление; h – эффективная толщина пласта; R_d – радиус дренирования; r_c – радиус скважины. Здесь мы видим, что низкоомный параметр и дебит пласта прямо пропорциональны не только параметру раскрытости трещин, но и давлению флюида пласта. Причем дебит пропорционален раскрытости в третьей степени. При условии $\text{grad}D \sim p_{пл}$ величина q будет прямо пропорциональна Φ . На рис. 2 это условие отразилось в трех положительных регрессиях.

В свою очередь, углы наклона каждой последующей регрессии отличаются на относительные величины: $\varphi_1 = 545/362 \approx 1,5$ отн. ед.; $\varphi_2 = 362/135 \approx 2,68$ отн. ед.

В работе [19] было показано, что раскрытость трещин в песчаной породе дискретна, приблизительно с шагом $v \approx (1,16-1,18)^n$ усл. ед., где $n=1; 2; 3; \dots m$. Вследствие того, что в формуле Дюпюи раскрытость трещин в кубе (в отличие от раскрытости низкоомного параметра, рис. 2), отношения углов: $\varphi_1=1,16^3$; $\varphi_2=1,18^6$, будут со степенью n кратны трем ($\varphi_n=v^{3n}$). По всей видимости, проявление множества регрессий рис. 2 обусловлено дискретностью раскрытости трещин, а увеличение разброса первой корреляции (с «углом» 545 т/сут.) может быть связано с изменением забойного давления, т. е. депрессии.

Исследование вероятности соответствия величины вычисляемого низкоомного параметра действительному характеру насыщения пласта выявило следующую закономерность. Если в исследуемом интервале присутствует песчано-глинистый пропласток с вторичной карбонатизацией, низкоомный параметр не будет являться индикатором наличия углеводородов. Это связано со следующими ограничениями метода СКИ: во-первых, в водонасыщенном коллекторе с увеличением вторичной карбонатности и глинистости пористость будет уменьшаться; во-вторых, с увеличением глинистости увеличивается доля поверх-

ностной электрической проводимости породы, которая может превысить уменьшающую долю проводимости свободной воды, что и приведет к уменьшению УЭС пласта. Поэтому изменение показания УЭС будет прямо пропорционально изменению пористости и обратно пропорционально глинистости, следовательно, величина интервального параметра будет высока. Что и произошло в исследуемом водонасыщенном интервале пласта ЮВ1 скважины 1233Р (рис. 5).

На рис. 5 показаны каротажные диаграммы водонасыщенного песчаного пласта с дебитом $9 \text{ м}^3/\text{сут.}$, а также корреляционные связи между УЭС (SER), пористостью (w) и карбонатностью (kar). Вычисления интенсивностей вторичных процессов методом СКИ определили величины следующих параметров: параметр ДЭС – 0,44; параметр СЭП – 0,62; интенсивность вторичной карбонатизации – $i_{кар}=0,54$; низкоомный параметр – $\Phi=0,5$. Обратная зависимость УЭС от gl – глинистости (рис. 5, а), высокая интенсивность карбонатизации и сильные корреляционные связи (рис. 5, в, з) полностью подтверждают ранее высказанную гипотезу. Следовательно, все выявленные перспективные песчаные интервалы необходимо проверять на наличие в них вторичных глинизированных карбонатов.

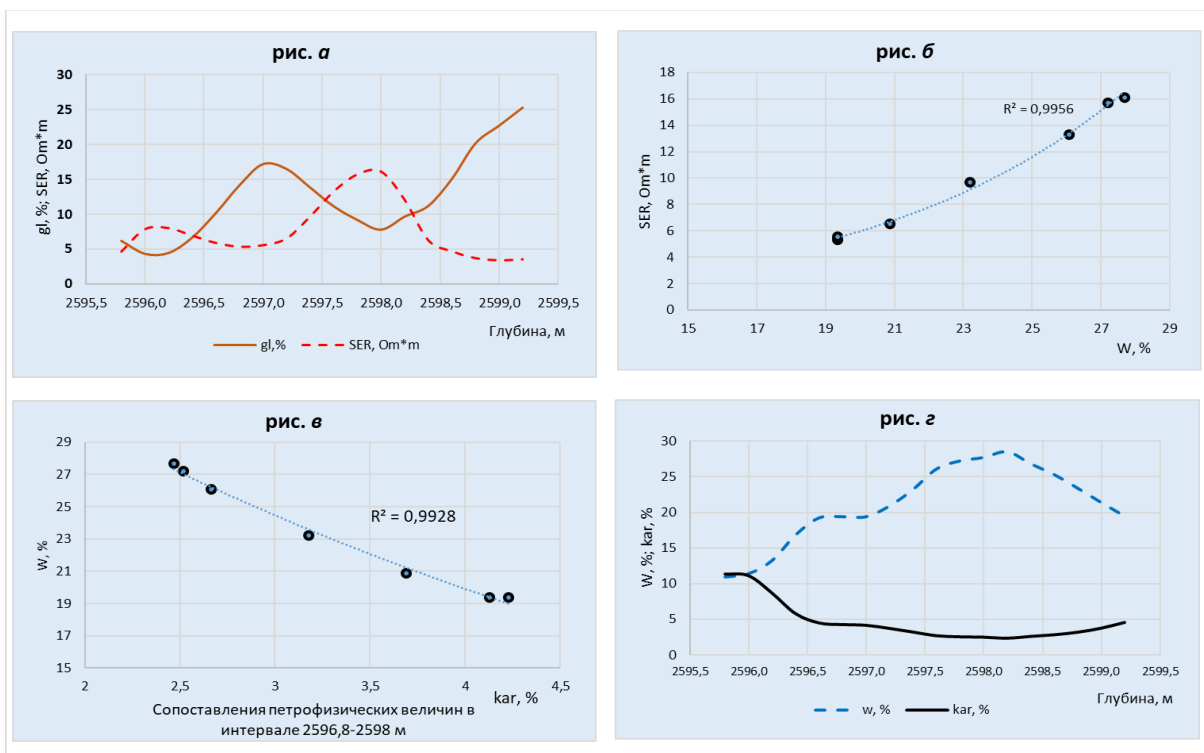


Рис. 5. Каротажные диаграммы (а, б) петрофизических данных глинистости (gl), УЭС (SER), общей пористости (w), карбонатности (kar) относительно глубины залегания коллектора, а также сопоставление УЭС с общей пористостью (в) и пористости с карбонатностью (з) в интервале 2596,8–2598 м скважины Сомотлорская

Fig. 5. Logging diagrams (a, б) of petrophysical data of clay content (gl), SER, total porosity (w), carbonate content (kar) relative to the reservoir depth, as well as comparisons of SER with total porosity (в) and porosity with carbonate content (з) in the range of 2596,8–2598 m of Samotlorskaya 1233R well

Статистическая обработка результатов исследований качества индикации нефти и газа параметром Φ при выявлении пропущенных низкоомных коллекторов Сомотлорского месторождения указывает на его высокую ва-

лидность. На рис. 3,4 данный индикатор низкоомных УВ интервалов больше его граничной величины, к тому же понижение УЭС в двух пластах в значительной степени связано с пиритизацией (таблица).

Таблица. Статистические интенсивности вторичных процессов в низкоомных интервалах месторождения Самотлор

Table. Statistical intensities of secondary processes in low-resistance intervals of the Samotlor field

Скважина Well	Интервал, м Interval, m	$I_{\text{каоол}}$	$I_{\text{карб}}$	$I_{\text{пир}}$	$I_{\text{пел}}$	Q	Ф	Р, д. ед. P, fr. un.
		$I_{\text{каоол}}$	$I_{\text{карб}}$	$I_{\text{пир}}$	$I_{\text{пел}}$			
Самотлорская 61518 Samotlorskaya 61518	1900–1904	0	0	0,29	0,4	1,04	0,23	0,22
Самотлорская 15140 Samotlorskaya 15140	1886–1882,2	0	0,07	0,26	0	0,64	0,27	0,42

В отличие от скважины 15140, в скважине 61518 проявилась вторичная пелитизация со значительной интенсивностью, что и явилось причиной более сильного понижения УЭС исследуемого интервала до 1,9 Ом·м. По всей видимости, калиевые полевые шпаты трансформируются в смектиты с повышенной способностью к сорбции, при которой свободные катионы, диффундируя к отрицательным глинистым слоям с увеличенной площадью поверхности, являются источником повышенной плотности зарядов ДЭС в глинистых минералах [20].

Заключение

Таким образом, применение метода статистически-корреляционной интерпретации материалов ГИС в песчаных коллекторах месторождения Самотлор позволяет определять индикаторы нефтегазонасыщенности и выявлять перспективные интервалы с пониженным УЭС. Индикатором присутствия нефти и газа в песчаных интервалах Самотлорского мезозоя служит низкоомный параметр, являющийся произведением суммы интенсивностей пиритизации, пелитизации и образования двойного электрического слоя с параметром вероятности нефтегазоносности коллектора. Были определены граничные значения исследуемого индикатора при выявлении перспективных зон. Сопоставление величин низкоомного параметра с характером насыщения испытанных коллекторов (ранее нам неизвестных) позволило определить коэффициент успешности ($K_{\text{усп}}=87\%$) применения данного индикатора.

Также сопоставление выборки этого вычисляемого параметра с эмпирической величиной дебита

нефти выявило три положительные регрессии, обусловленные их прямо пропорциональной связью с двумя характеристиками: градиентом давления глубинных флюидов, входящих в формулу интенсивностей процессов, и пластовым давлением, являющимся аргументом функции дебита. Дискретность углов наклона каждой регрессии обусловлена дискретностью раскрытости трещин с шагом, равным следующей величине:

$$v \approx (1,16-1,18)^n \text{ усл. ед., где } n=1; 2; 3 \dots m.$$

В качестве иллюстрации показаны два низкоомных нефтеводонасыщенных интервала, которые ранее интерпретировались как водонасыщенные. Вычисленные величины статистических интенсивностей вторичных процессов позволили выявить причины понижения электрических сопротивлений исследуемых пластов и определить приращенное сопротивление, обусловленное пиритизацией, пелитизацией и образованием повышенной поверхностной электрической проводимости глинистого цемента песчаной породы. Суммы приращенного УЭС с «истинным» УЭС пласта, определенным традиционным методом интерпретации данных ГИС, оказались по величине соответствующие насыщению «нефть+вода».

Авторы выражают благодарность Павлову Вячеславу Анатольевичу и трудовому коллективу, который занимается разработкой программного обеспечения и поддержкой сайта zgsoft.ru, за предоставленное программное обеспечение для построения паспортов скважин и интерпретации геологических и геофизических данных «Паспорт скважины 2».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Logging-based assessment of low-resistivity oil zones: a case study from Sudan / Li Chunmei, Li Jie, Peng Cai, Wu Furong // Energy Geoscience. – 2021. – V. 4. – № 2. – P. 147–152.
2. Mechanism of forming low resistivity in shale reservoirs / Li Wan, Keming Zhou, Zhijuan Tang, Tingting He // Tianshou Ma. – 2022. – V. 3. – № 1. – P. 97–113.
3. Study on the origin and fluid identification of low-resistance gas reservoirs / Zhou Yuhui, Hu Qingxiong, Liu Wentao, Wu Zhiqi, Yan Yule, Ma Jialing // Yangtze University. – 2020. – V. 9. – № 2. – P. 183–196.
4. Hamada G.M., Al-Awad M.N.J. Petrophysical evaluation of low resistivity sandstone reservoirs // Petroleum Industry Press. – 2020. – V. 39. – № 1. – P. 84–89.
5. Characteristics and control mechanism of low resistivity contrast oil pays in Chang 8 tight sandstone reservoir of Longdong West area, Ordos Basin / Ze Bai, Maojin Tan, Yujiang Shi, Gaoren Li, Simon Martin Clark // Planetary Sciences. – 2021. – V. 7. – № 3. – P. 14–24.
6. Bitar Arbab, Davood Jahani, Bahram Movahed. Reservoir characterization of carbonate in low resistivity pays zones in the Buwaib formation, Persian Gulf // Open Journal of Geology. – 2017. – V. 1. – № 9. – P. 101–132.
7. Kibria G., Hossain M. Investigation of geotechnical parameters affecting electrical resistivity of compacted clays // Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering. – 2018. – № 138. – P. 1520–1529.
8. An integrated approach to solve reverse resistivity contrast problem in fresh water shaly sand reservoir of Changmaigaon field, Assam India. A case study / P. Kumar, R. Solomon, T.R. Varun, A. Samanta // 2nd SPWLA-India Symposium. – India, 2019. – P.19–20.
9. Bian H.Y., Pan B.Z., Wang F. Volcanic reservoirs fluid identification by neural network based on shear wave log data // Well Logging Technology. – China, 2021. – P. 264–268.
10. Murray G., Mengsi S., Bing W. Logging characteristics and identification methods of low resistivity oil layer: Upper Cretaceous of the Third Member of Qingshankou Formation. – China: State Key Laboratory of Continental Dynamics, 2019. – P. 109–118.

11. Yang Kebing. Discussion on the method of evaluating oil and water layers by using ratio of deep resistivity and flush zone resistivity // International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering. – 2019. – P. 104–132.
12. Higgs K.E., Crouch, E.M., Raine J.I. An interdisciplinary approach to reservoir characterisation; an example from the early to middle Eocene Kaimiro formation // Marine and Petroleum Geology. – 2017. – V. 8. – P. 111–139.
13. Мельник И.А. Основы статистически-корреляционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин. – М.: РУСАЙНС, 2022. – 76 с.
14. Мельник И.А. Определение статистической интенсивности вторичных геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 1. – С. 16–20.
15. Лисьев В.П. Теория вероятности и математической статистики. – М.: Московский государственный университет экономики, статистики и информатики, 2006. – 199 с.
16. Мельник И.А. Определение интенсивности геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2016. – 146 с.
17. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
18. Миклина О.А., Мордвинов А.А. Оценка притока нефти в гидродинамически совершенную скважину. – Ухта: УГТУ, 2016. – 22 с.
19. Мельник И.А. Полиmodalность гистограмм геологических характеристик как критерий флюидодинамики // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 9. – С. 66–74.
20. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.

Поступила 28.12.2022 г.

Прошла рецензирование: 13.02.2023 г.

Информация об авторах

Мельник И.А., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения нефтегазового дела «Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Жданова Ю.Ю., аспирант отделения геологии Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Сидоренко Н.С., аспирант отделения геологии Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 550.83+ 552.5 +553.98

APPLICATION OF THE METHOD OF STATISTICAL-CORRELATION INTERPRETATION OF GWS DATA IN THE SAMOTLOR FIELD

Igor A. Melnik¹,
melnik@tpu.ru

Yulia Yu. Zhdanova¹,
yym3@tpu.ru

Nikita S. Sidorenko¹,
nikitacidor@mail.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Relevance. The problem associated with low-resistance reservoirs in the fields of Western Siberia has been relevant since the end of the last century. According to the materials of geophysical studies of wells, productive low-resistance reservoirs are often interpreted as water-saturated, as a result of which they are not used in the further operation of the well. The study is caused by the possibility of detecting previously missed low-resistance productive sand reservoirs from the archives of geophysical well surveys of the old fund and from missing core materials.

The main aim: illustration of applying the method of statistical correlation interpretation of geophysical well surveys materials to search for missed deposits at the Samotlor oil and gas field (Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug).

Objects: productive Jurassic and Cretaceous sand deposits of the Samotlor fields.

Methods: statistical interpretation of the geophysical well surveys data to identify the intensities of superimposed epigenetic processes of kaolinitization, carbonatization, pyritization, pelitization and missed low-resistance HC-saturated reservoirs.

Results. The application of the method of statistical-correlation interpretation of the material's geophysical studies of wells in the sand reservoirs of the Samotlor field made it possible to determine the indicators of oil and gas saturation and identify promising intervals with reduced electrical resistivity. The boundary values of the studied indicator are determined when identifying promising zones. Comparison of the values of the low-resistance parameter with the saturation character of the tested collectors (previously unknown to us) allowed us to determine the success rate ($C_{suc}=87\%$) of this indicator application. The calculated values of statistical intensities of secondary processes made it possible to identify the reasons for the decrease in electrical resistances of the studied layers and to determine the incremented resistance due to pyritization, pelitization and the formation of increased surface electrical conductivity of clay cement of sandy rock.

Key words:

superimposed epigenetic process, secondary kaolinitization, secondary pyritization, low resistivity reservoir, hydrocarbons, specific electric resistivity, geophysical well surveys, Samotlor.

The authors appreciate Vyacheslav A. Pavlov and the work team who develops software and supports the site zgsoft.ru for the software provided to develop the well passports and interpret the geological and geophysical data «Well Passport 2».

REFERENCES

- Li Chunmei, Li Jie, Peng Cai, Wu Furong Logging-based assessment of low-resistivity oil zones: a case study from Sudan. *Energy Geoscience*, 2021, vol. 4, no. 2, pp. 147–152.
- Li Wan, Keming Zhou, Zhijuan Tang, Tingting He. Mechanism of forming low resistivity in shale reservoirs. *Tianshou Ma*, 2022, vol. 3, no. 1, pp. 97–113.
- Zhou Yuhui, Hu Qingxiong, Liu Wentao, Wu Zhiqi, Yan Yule, Ma Jialing. Study on the origin and fluid identification of low-resistance gas reservoirs. *Yangtze University*, 2020, vol. 9, no. 2, pp. 183–196.
- Hamada G.M., Al-Awad M.N. Petrophysical evaluation of low resistivity sandstone reservoirs. *Petroleum Industry Press*, 2020, vol. 39, no. 1, pp. 84–89.
- Ze Bai, Maojin Tan, Yujiang Shi, Gaoren Li, Simon Martin. Clark characteristics and control mechanism of low resistivity contrast oil pays in Chang 8 tight sandstone reservoir of Longdong West area, Ordos Basin. *Planetary Sciences*, 2021, vol. 7, no. 3, pp. 14–24.
- Bitar Arbab, Davood Jahani, Bahram Movahed. Reservoir characterization of carbonate in low resistivity pays zones in the Buwaib formation, Persian Gulf. *Open Journal of Geology*, 2017, vol. 1, no. 9, pp. 101–132.
- Kibria G., Hossain M. Investigation of geotechnical parameters affecting electrical resistivity of compacted clays. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 2018, no. 138, pp. 1520–1529.
- Kumar P., Solomon R., Varun T.R., Samanta A. An integrated approach to solve reverse resistivity contrast problem in fresh water shaly sand reservoir of changmaigaon field, Assam India. A case study. *2nd SPWLA-India Symposium*. India, 2019, pp. 19–20.
- Bian H.Y., Pan B.Z., Wang F. Volcanic reservoirs fluid identification by neural network based on shear wave log data. *Well Logging Technology (in Chinese)*, 2021, pp. 264–268.
- Murray G., Mengsi S., Bing W. Logging characteristics and identification methods of low resistivity oil layer: Upper Cretaceous of the Third Member of Qingshankou Formation. China, State Key Laboratory of Continental Dynamics, 2019, pp. 109–118.
- Yang Kebing Discussion on the Method of Evaluating Oil and Water Layers by Using Ratio of Deep Resistivity and Flush Zone Resistivity. *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, 2019, pp. 104–132.
- Higgs K.E., Crouch E.M., Raine J.I. An interdisciplinary approach to reservoir characterisation; an example from the early to middle Eocene Kaimiro formation. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, vol. 8, pp. 111–139.
- Melnik I.A. *Osnovy statisticheskoi-korrelatsionnoy interpretatsii materialov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [Fundamentals of statistical-correlation interpretation of the materials of geophysical studies of wells]. Moscow, RUSAINS Publ., 2022. 76 p.
- Melnik I.A. Opredelenie statisticheskoy intensivnosti vtorichnykh geokhimicheskikh protsessov po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Determination of the statistical intensity of

- secondary geochemical processes based on the materials of geophysical studies of wells]. *Neftyanoe khozyaistvo*, 2022, no. 1, pp. 16–20.
15. Lisev V.P. *Teoriya veroyatnosti i matematicheskoy statistiki* [Theory of probability and mathematical statistics]. Moscow, Moscow State University of Economics, Statistics and Informatics Publ., 2006. 199 p.
 16. Melnik I.A. *Opreделение интенсивности геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин* [Determination of the intensity of geochemical processes based on the materials of geophysical studies of wells]. Novosibirsk, SNIIGGIMS Publ., 2016. 146 p.
 17. Golf-Rakht T.D. *Osnovy neftepromyslovoy geologii i razrabotki treshchinovatykh kollektorov* [Fundamentals of oilfield geology and development of fractured reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 608 p.
 18. Miklina O.A., Mordvinov A.A. *Otsenka pritoka nefi v gidrodinamicheski sovershennuyu skvazhinu* [Estimation of oil inflow into a hydrodynamically perfect well]. Ukhta, UGTU Publ., 2016. 22 p.
 19. Melnik I.A. Polymodality of histograms of geological characteristics as a criterion of fluid dynamics. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 9, pp. 66–74. In Rus.
 20. Sakhigareev R.S. *Vtorichnye izmeneniya kollektorov v protsesse formirovaniya i razrusheniya neftyanykh zalezhei* [Secondary reservoir changes in formation and destruction of oil deposits]. Leningrad, Nedra Publ., 1989. 260 p.

Received: 28 December 2022.

Reviewed: 13 February 2023.

Information about the authors

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

Yulia Yu. Zhdanova, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Nikita S. Sidorenko, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.