

УДК 550.83+ 552.5 +553.98

ВТОРИЧНЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В КАЧЕСТВЕ АТРИБУТА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПЕСЧАНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТАМБЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Мельник Игорь Анатольевич¹,
melnik@tpu.ru

Родивилов Данила Борисович²,
rodivilovdb@gmail.com

Никитин Иван Александрович³,
nikitin_ivan_alex@mail.ru

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

² Филиал Газпром недр НТЦ ООО «Газпром недр»,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Герцен а, 70.

³ НИПИ «СургутНИПИнефть»,
Россия, 628415, г. Сургут, ул. Энтузиастов, 48.

Актуальность исследования определяется рассмотренной возможностью при отсутствии керна выявлять пропущенные продуктивные залежи в песчаных интервалах по материалам как старого, так и нового фонда геофизических исследований скважин. Современные требования к созданию и разработке на высочайшем уровне минерально-сырьевой базы РФ предполагают введение большого количества принципиально новых месторождений и залежей, рентабельность которых устанавливается уровнем изученности. Во многих случаях просто необходимо снизить временные рамки и капитальные затраты на геологоразведочные работы в силу применения и доисследования данных в прошлом изученных месторождений. Район Тамбейского месторождения является достаточно перспективным в свете активного освоения нефтегазовых площадей Ямала.

Цель: иллюстрация использования таких параметров, как статистические интенсивности вторичных пелитизации и карбонатизации, в качестве индикаторов нефтегазонасыщенности песчаных коллекторов на различных участках Тамбейского месторождения.

Объекты: меловые песчаные отложения нефтегазоносного месторождения Тамбейской площади полуострова Ямал.

Результаты. Показаны петрологически-геохимические индикаторы нефтегазоносности и их определение по материалам ГИС. Проиллюстрированы сопоставления результатов статистической интерпретации материалов ГИС с результатами петрографического исследования керна. В работе использована инновационная технология статистической интерпретации материалов ГИС на предмет выявления интенсивностей вторичных геохимических процессов при индикации нефтегазоносных коллекторов. Подтверждено, что на Северо-Тамбейском участке с 80 % вероятностью индикатором газонасыщенности пласта является интенсивность вторичной карбонатизации при условии превышения её критической величины 0,22 усл. ед., а на Западно-Тамбейском участке индикатором нефтегазонасыщенности коллекторов является интенсивность вторичной пелитизации при условии превышения их величин до 0,084 усл. ед.

Ключевые слова:

Наложено-эпигенетический процесс, вторичная пелитизация, вторичная карбонатизация, низкоомный коллектор, углеводороды, геохимический индикатор нефтегазоносности, геофизические исследования скважин.

Введение

Образования аутигенных минералов в горных породах при вторичных геохимических процессах в большинстве своем обусловлены наложенным эпигенезом, проходящим в результате субвертикальной миграции флюидов по проницаемым зонам литосферы, вследствие действия градиента литостатического давления. В зависимости от химического состава флюида и степени различия рН между внешним флюидом и заполняемой им средой происходят геохимические преобразования породообразующих минералов с различной интенсивностью. Вновь сформированные минералы будут являться индикаторами качества и свойств мигрирующих флюидов. По интенсивностям вторичных геохимических процессов можно судить о характере насыщения пласта и выделять интересные нас углеводородные интервалы [1–5].

Интенсивность процессов можно определить по количеству аутигенных минералов, образованных в результате вторичных преобразований (и генетически с ними связанных) аллотигенных минералов относительно их первоначального содержания на единице площади. Для этого необходимо провести минералогическое петрографическое исследование образцов керна. Концентрацию первичных аллотигенных минералов часто выявляют по косвенным признакам. При отсутствии керна качество и степень вторичных геохимических изменений среды можно определить по результатам статистическо-корреляционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) [6, 7].

Многочисленные исследования дали нам понять, что показателем присутствия углеводородов в исследуемых песчаных пластах являются вычисляемые

статистическо-корреляционные параметры (СКП) интенсивностей различных эпигенетических процессов в пределах их определенных граничных величин [7, 8]. Сопоставив результаты испытаний пластов с выборочными величинами СКП интенсивностей различных процессов, выбираем среди них геохимический индикатор и его граничные величины для нефтегазонасыщенных пластов. В итоге, определив критерий поиска углеводородных (УВ) интервалов для исследуемой площади, мы можем выявить пропущенные низкоомные залежи, обусловленные вторичными процессами [9].

Целью данной статьи является иллюстрация результатов инновационных исследований по технологии определения СКП (на основе данных ГИС) интенсивностей вторичных процессов, обусловленных УВ насыщением в меловых песчаных отложениях Тамбейского нефтегазоносного месторождения полуострова Ямал. Показаны геохимические индикаторы нефтегазоносности и результаты сопоставления данных статистической интерпретации материалов ГИС с петрографическими изучением шлифов керн.

Краткое теоретическое обоснование

До поступления внешних флюидов в песчаный коллектор породы песчаника находится в равновесном состоянии с точки зрения прохождения химических процессов. После поступления флюидов с различной рН относительно заполняемой среды равновесие нарушается, и проходящая химическая реакция влияет как на трансформацию минералов, так и на петрофизические свойства породы коллектора. Например, в результате поступления кислых глубинных флюидов с растворенной углекислотой ($pH=4,0-5,0$) углекислотный метасоматоз протекает следующим образом – полевые шпаты либо глиноземы, вступая в химическое взаимодействие с растворенным в воде углекислым газом, преобразуются в каолиниты с образованием катионов железа, калия, а также угольной и кремневой кислот [5, 10].

Фиксируется растворение как заполняющего поры цемента, так и матричного алюмосиликата вследствие высоких показателей кислотности. Наблюдается увеличение проницаемости, а также емкости коллектора [1]. Образующиеся катионы мигрируют к отрицательно заряженной глинистой поверхности двойного электрического слоя (ДЭС), тем самым повышая диффузионную плотность зарядов и соответствующую поверхностную электропроводность гетерогенной породы [6, 11]. Данную дополнительную компоненту электропроводности невозможно учесть при стандартной интерпретации материалов ГИС, что может привести к ошибочной интерпретации характера насыщения коллектора и соответствующему пропуску продуктивного пласта [12].

При поступлении в полиминеральный, с содержанием полевых шпатов, песчаный коллектор в породе синхронно увеличиваются содержания глинистых минералов (каолинитов) относительно кислых внешних флюидов и её пористость. Очевидно, это априори предполагает образование *положительной регрессии*

в корреляционной связи независимых петрофизических параметров выборки глинистости с пористостью. При отсутствии вторичных геохимических процессов, как правило, между ними регрессия отрицательная и открытая пористость частично зависит от глинистости. Поэтому образование положительной регрессии между рассматриваемыми петрофизическими параметрами по данным ГИС в исследуемом песчаном интервале выявляет наличие процесса *вторичной каолинитизации.*

Вторичные карбонаты могут образоваться после разгерметизации флюидоупора с резким понижением давления, и в зависимости от времени прохождения метасоматоза в нижних слоях породы с соответствующей остаточной кислотностью среды происходит «вскипание» углекислоты и ощелоченный мигрирующий в верхние отложения раствор карбонатирует (кальцитизирует) породу [13].

При образовании коллектора на завершающих стадиях в области водонефтяного контакта (ВНК) повышается рН среда, связанная с соединением щелочного раствора с водным, который был вытеснен вниз углеводородами [12]. Перешедшие в раствор ионы редких земель могут изоморфно входить в структуру образующихся карбонатов, повышая тем самым макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов (МСП). В таком случае вторичные карбонаты выявляются *в случае положительной регрессии карбонатов с МСП породы при увеличении карбонитизации песчаника.*

В естественных условиях пирит формируется в основном за счет химического взаимодействия сероводорода и железистых соединений, растворенных в воде. Соединения с серой всегда присутствуют в углеводородной смеси, поэтому пирит часто ассоциируется с УВ [14]. В полимиктовой песчаной породе мезозойских отложений Западной Сибири пирит является наиболее часто встречающимся железосодержащим минералом с электропроводящими свойствами. Поэтому *отрицательная регрессия содержания железа с УЭС породы с большой вероятностью будет ассоциироваться с пиритами.*

Вторичные изменения железосодержащего биотита, такие как хлоритизация, гидратация с сидеритизацией, также повышают электропроводность породы, и в этом случае отрицательная регрессия железа с УЭС породы обусловлена процессами преобразования аллотипного биотита [13].

Пелитизация калиевых полевых шпатов с последующим образованием гидратированной пленки глинистых минералов (например, крустификационного хлорита) приводит замыкающую поверхностную электрическую цепь к формированию обратной корреляционной связи УЭС с содержанием калия.

Образование вторичных пиритов, пелитов в случае формирования поверхностной электрической цепи, как и образование двойного электрического слоя глины с повышенной электрической проводимостью вследствие диффузии свободных катионов приводят к формированию в пластах низкоомных коллекторов с возможным УВ насыщением.

Итак, перечисленные регрессии между выборочными материалами ГИС, петрофизическими и петрохимическими данными позволяют (на качественном уровне) выделять песчаные интервалы с вторичными геохимическими процессами. Но нам нужны и количественные характеристики – интенсивности этих процессов.

Статистическо-корреляционные параметры i -интенсивности различных эпигенетических процессов можно определять на основании корреляций между двумя дискретными массивами данных, обоснованными физико-химической связью [6–8]. Главным результатом связи двух отдельных выборок (X, Z) являются коэффициенты корреляции R и аппроксимации R^2 , определяющиеся следующим образом:

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(z_i - \bar{z})}{n\sigma_x\sigma_z},$$

где σ – стандартное отклонение выборочных значений. Коэффициент аппроксимации отражает долю дискретных значений от общего их количества n , соответствующую определенному тренду (например, $f=Z(X)$), т. е. *качество*, «тесноту» их связи.

Для определения доли интервала пласта, в которой вторичный процесс преобразует вещество, *количественный* статистический параметр вычисляется по следующей зависимости:

$$Y = \frac{q}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n q_i}{n},$$

где q – количество выборочных значений при условии исследуемой регрессии $R_i > |\pm 0,6|$; n – генеральная выборка (количество исследуемых дискретных значений пласта). Статистический параметр Y выражает интервальную меру влияния вторичного процесса в песчаниках исследуемых пластов, т. е. показывает *количественную* долю преобразованного вещества исследуемого интервала. Назовем его *интервальный параметр*.

Различные теоретические и эмпирические исследования показали, что *статистическая интенсивность вторичных процессов* (каоинитизация, пелитизация, пиритизация и карбонатизация) исследуемого интервала песчаного пласта по скважине равна произведению вычисляемых СКП [6]:

$$i = R^2 Y.$$

Покажем результативность применения рассмотренной технологии на примере сопоставления эмпирических данных исследований песчаных пластов мезозоя Тамбейского месторождения полуострова Ямал с вычисляемыми статистическими интенсивностями вторичных процессов.

Краткое описание методики определения выборочных значений

К исследуемым выборочным значениям относятся кажущееся УЭС породы, коэффициенты глинистости ($k_{гп}$), общей пористости (k_n), плотности, карбонатности ($k_{кар}$), макроскопическое сечение поглощения

тепловых нейтронов (МСП) и относительное содержание железа.

Все исследуемые выборочные данные определяются для каждого песчаного интервала отдельно – после калибровки. В начале в разрезе скважины выбирается песчаный интервал, где имеются данные ГИС: нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКт) либо нейтронный гамма каротаж (НГК), данные кажущего УЭС (например, двухметровый градиент-зонд ГЗ-3), гамма-каротажа скважин (ГК) и собственной поляризации (ПС). По зависимостям $k_{гп}=F(\text{ГК, ПС})$, $k_n=F(\text{НК})$ и $k_{кар}=F(\text{НК, ГК, ПС})$ после калибровки, по которой для каждой зависимости определяются калибровочные коэффициенты пропорциональности и на основании зависимостей поточно (по глубине песчаного интервала) вычисляются коэффициенты глинистости, пористости и карбонатности. Например, предварительно в разрезе скважины по данным каротажа определяются величины ПС_(max) при $k_{гп}=100\%$ и ПС_(min) при $k_{гп}=0\%$, далее усредненное (по интервалу) отношение разниц приравнивают к вычисленной средней глинистости интервала и по отношению средней глинистости и среднего отношения определяется калибровочный коэффициент. Так для всех зависимостей.

При определении относительного содержания железа и МСП калибровочные коэффициенты вычисляются на основании уже известных алгоритмов [6]. На базе ранее проведенных лабораторных исследований керн нескольких тысяч песчаных интервалов в меловых и юрских пластах по Западно-Сибирской нефтегазовой провинции в полимиктовой песчаной породе были определены средние содержания породообразующих и редкоземельных химических элементов, оказывающих наибольшее влияние на показание нейтронного каротажа. По значениям средних содержаний химических элементов и данным нейтронного каротажа, а также пористости, глинистости и карбонатности, на основании уже выявленных зависимостей вычисляются калибровочные коэффициенты по каждому интервалу отдельно.

После определения калибровочных коэффициентов на базе системы уравнений [6] вычисляются относительные содержания бора и железа, в наибольшей степени влияющих (после водорода) на показания нейтронного каротажа и химически активных элементов. Остальные элементы связаны зависимостями с глинистостью и карбонатностью песчаного интервала. В полимиктовой песчаной породе содержание калия оказалось связано функциональной зависимостью с содержанием бора и показанием ГК.

Анализ и обобщение результатов исследования

В данной работе исследуются два участка Тамбейского месторождения: северный и западный. Проведенный статистический анализ результатов инновационной интерпретации материалов ГИС позволил выявить петрологические индикаторы присутствия УВ в песчаных интервалах как на западном, так и на северном участках Тамбейского месторождения. Покажем итоги выявления индикаторов в песчаных по-

родах, а также результаты сопоставления вычисленной интенсивности вторичных процессов с описанием шлифов образцов керна и результатами определения общего состава карбонатных минералов методом полуколичественного рентгеноструктурного анализа.

Проведенные исследования песчаных пластов мелового комплекса отложений Тамбейских участков обнаружили, что для каждого нефтегазонасыщенного участка определяются свои, индивидуальные индикаторы нефтегазонасыщенности пласта. Сопоставления полученных результатов статистической интерпретации песчаных интервалов с результатами испытаний пластов позволяют сформировать две выборки вычисленных статистических параметров для их дальнейшего анализа. При сопоставлении двух выборок и их значительном количественном различии количество значений данных выборок уравнивалось.

Для Западно-Тамбейского участка массив данных (для четырех параметров интенсивностей) УВ насыщенных интервалов составил 47 выборочных значений и 32 значения для водонасыщенных пластов. По результатам статистического анализа определился параметр-индикатор нефтегазонасыщенности пластов. Это интенсивность *пелитизации*, средняя величина которой в УВ насыщенной породе на 47 % меньше средней величины водонасыщенного пласта, что является наибольшей отличительной особенностью в сравнении с остальными статистическими параметрами. Если из выборки убрать нулевые значения, то средняя величина интенсивности УВ насыщенного коллектора будет отличаться на 33 % от средней интенсивности в водоносном пласте. Кроме того, парный двухвыборочный *t*-тест для средних показал значимое отличие выборок интенсивностей пелитизации газонасыщенных и водонасыщенных пластов с коэффициентом $k=2,08$ при критическом значении $k_{кр}=1,7$.

По всей видимости, уменьшение интенсивности пелитизации в газонасыщенных пластах (рис. 1) обусловлено эффектом консервации углеводородами геохимических процессов (закономерность Чепикова) [15]. В отличие от газонасыщенных интервалов, в нефтенасыщенных пластах данного участка интенсивность пелитизации повышается. Это связано с особенностями фазового разделения смеси нефти и воды (в отличие от газа) при её заполнении коллектора.

Исследования указывают на то, что при интенсивности пелитизации *меньше* граничной величины 0,084 усл. ед. вероятность выявления газонасыщенных пластов на Западно-Тамбейском участке равна 80 %.

По Северо-Тамбейскому участку выборка газонасыщенных интервалов составила 74 значения (по четырем параметрам) и 43 значения для водонасыщенных пластов. Проведенный статистический анализ результатов интерпретаций определил параметр-индикатор газонасыщенности пластов. Это интенсивность *вторичной карбонатизации*, средняя величина которой в УВ насыщенной породе на 63 % больше данной средней величины водонасыщенных пластов (рис. 2). Остальные параметры меняются незначительно.

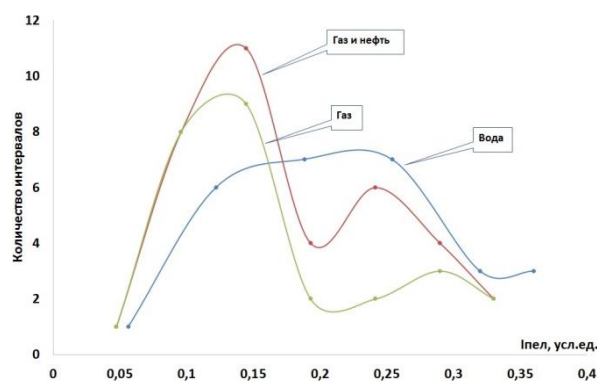


Рис. 1. Гистограммы плотности распределения параметра интенсивности пелитизации в водо- и нефтегазонасыщенных песчаных интервалах Западно-Тамбейского участка

Fig. 1. Histograms of distribution density of the pelitization intensity parameter in water and hydrocarbon saturated sand intervals of the West Tambeyskaya area

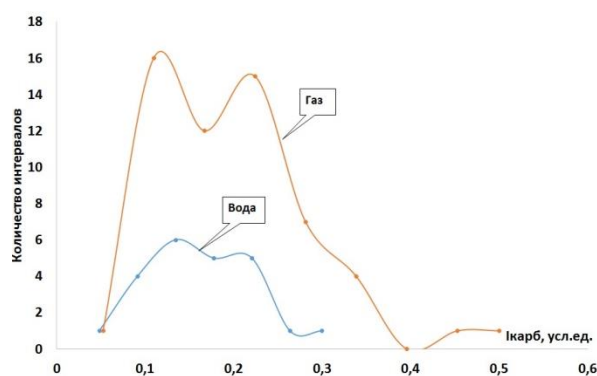


Рис. 2. Гистограммы плотности распределения параметра интенсивности вторичной карбонатизации в водо- и газонасыщенных песчаных интервалах Северо-Тамбейского участка

Fig. 2. Histograms of distribution density of the secondary carbonatization intensity parameter in the water and hydrocarbon saturated sand intervals of the North Tambeyskaya area

Если из выборки убрать нулевые значения, средняя величина интенсивности карбонатизации газонасыщенного коллектора будет больше на 23 % от средней интенсивности в водоносном пласте. Кроме того, парный двухвыборочный *t*-тест для средних показал отличие выборок интенсивностей карбонатизации газонасыщенных и водонасыщенных пластов с коэффициентом $k=1,9$ при критическом значении $k_{кр}=1,7$.

При интенсивности вторичной карбонатизации *больше* граничной величины 0,22 усл. ед. вероятность выявления газонасыщенных пластов на Северо-Тамбейском участке равна 80 %.

Значимое отличие величин средней интенсивности вторичной карбонатизации при выборках с нулевыми и в отсутствие нулевых значений объясняется тем, что в газонасыщенных пластах Северо-Тамбейского участка карбонатизация встречается в 2 раза чаще, чем в водоносных горизонтах.

Отличие геохимических процессов в песчаных пластах Северо-Тамбейского участка от Западно-

Тамбейского может быть обусловлено только различием в скорости заполнения флюидом коллектора. При малой скорости заполнения емкости газом химически агрессивная вода, поступающая с глубинных горизонтов, успевает преобразовать породу до её консервации. Что и происходит на северном участке месторождения.

Поровые воды на стадии катагенеза имеют щелочной характер, и минеральные компоненты породы находятся в геохимическом равновесии с ними. Приход в коллектор миграционных кислых вод, сопровождающих нефть, приводит к нарушению этого равновесия в сторону увеличения кислотности среды, в результате чего начинается изменение минеральной матрицы породы и её растворение. В условиях затрудненного водообмена по мере увеличения концен-

трации в растворах катионов щелочноземельных элементов в результате каолинитизации и пелитизации полевых шпатов кислотные свойства растворов ощелачиваются и растворение сменяется вторичным минералообразованием. В нейтральных и слабощелочных условиях (pH=7,0–7,5) реализуется серицитизация плагиоклазов, начинается сидеритизация биотита. Растворяющийся биотит, взаимодействуя с водой, приводит к локальному повышению щёлочности порового раствора и интенсивной вторичной карбонатазации. С ростом щелочности по мере удаления от ВНК образуются изоморфнозамещенные кальциты: в верхних частях более железистые и магниевые, в нижних более кальциевые (нейтральные, слабощелочные и щелочные среды) [16–20].

Таблица. Результаты статистической интерпретации данных ГИС и исследований образцов керна Северо-Тамбейского участка

Table. Results of statistical interpretation of well log data and core samples from the North Tambej area

№	Скважина Well	Интервал исслед., м Research interval, m	Пласт Formation	Стат. интенсивность Statistical intensity				Исследование керна Core study	
				Икаол	Икарб	Ипир	Ипел	Аутигенный цемент Authigenic cement	Постседиментация Post-sedimentation
				усл. ед. conventionally units					
1	С-Т-205	2693,6–2703,2	БЯ8	0,07	0,22	0,18	0,06	Единичные пленки и примазки лейкоксена 0,4 %; пелитоморфный сидерит 0,9 %; кальцит отдельные знаки; аутигенный кварц 0,2 % Single films and smears of leucoxene 0,4 %; pelitomorphous siderite 0,9 %; calcite isolated marks; authigenic quartz 0,2 %	Пелитизация, серицитизация, редко частичное растворение полевого шпата; гидратизация, пластическая деформация слюды; хлоритизация, сидеритизация биотита; слабо проявленная регенерация единичных зерен кварца Pelitization, sericitization, rarely partial dissolution of feldspar; hydration, plastic deformation of mica; chloritization, sideritization of biotite; weakly manifested regeneration of single quartz grains
2	С-Т-205	2720,0–2727,4	БЯ10	0,00	0,00	0,00	0,21	Лейкоксен 1,1 %; пирит 0,1 %; аутигенный кварц 0,1 %; кальцит 0,7 % Leucoxene 1,1 %; pyrite 0,1 %; authigenic quartz 0,1 %; calcite 0,7 %.	Пелитизация, серицитизация, иногда частичное растворение полевого шпата; гидратизация, пластическая деформация слюды; хлоритизация биотита; растворение и слабая регенерация отдельных зерен кварца Pelitization, sericitization, sometimes partial dissolution of feldspar; hydration, plastic deformation of mica; chloritization of biotite; dissolution and weak regeneration of individual quartz grains
3	С-Т-205	2802,2–2811,8	БЯ12	0,00	0,36	0,14	0,23	Лейкоксен (прерывистые пленки и отдельные примазки) 1,2 %; пирит 0,1 %; кальцит 2,8 % Leucoxene (discontinuous films and separate smears) 1,2 %; pyrite 0,1 %; calcite 2,8 %.	Пелитизация, серицитизация, деформация (единичные зерна) полевого шпата; гидратизация, пластическая деформация слюды; хлоритизация биотита; растворение кварца; частичная карбонатазация обломочного материала Pelitization, sericitization, deformation (single grains) of feldspar; hydration, plastic deformation of mica; chloritization of biotite; dissolution of quartz; partial carbonatization of clastic material
4	С-Т-203	2348,0–2357,6	ТП14	0,11	0,36	0,12	0,05	В разной степени раскристаллизованный каолинит (распределён пятнами, некоторые поры с серицитом) 7,5 %; хлорит (пленки) 0,5 %; сидерит (отдельные поры) 0,9 %; кальцит (распределен равномерно) 14,7 % Crystallized kaolinite to varying degrees (distributed by spots, some pores with sericite) 7,5 %; chlorite (films) 0,5 %; siderite (separate pores) 0,9 %; calcite (evenly distributed) 14,7 %	Пелитизация, серицитизация, каолинитизация и растворение полевого шпата; гидратация, пластическая деформация слюд, хлоритизация и сидеритизация биотита; растворение и регенерация кварца. Карбонатазация обломочного материала Pelitization, sericitization, kaolinization and feldspar dissolution; hydration, plastic deformation of micas, chloritization and sideritization of biotite; dissolution and regeneration of quartz. Detrital material carbonation

5	С-Т-203	2356,6–2375,2	ТП14(1)	0,05	0,20	0,22	0,11	В разной степени раскристаллизованный каолинит (распределен неравномерно) 8,4 %; хлорит (пленки) 1,0 %; сидерит (отдельные поры) 1,9 % Crystallized kaolinite to varying degrees (unevenly distributed) 8,4 %; chlorite (films) 1,0 %; siderite (separate pores) 1,9 %	Пелитизация, серицитизация и растворение полевого шпата; гидратация, пластическая деформация слюды, хлоритизация и сидеритизация биотита; растворение и регенерация кварца Pelitization, sericitization and dissolution of feldspar; hydration, plastic deformation of micas, chloritization and sideritization of biotite; dissolution and regeneration of quartz
6	С-Т-203	2516,8–2526,4	ТП18	0,11	0,41	0,16	0,00	Плохо раскристаллизованный каолинит (распределен неравномерно) 6,4 %; хлорит (пленки и единичные поры) 1,8 %; гидрослюда (поры и пленки) 0,5 %; сидерит (отдельные поры) 0,9 %; кальцит 6,1 % Poorly crystallized kaolinite (unevenly distributed) 6,4 %; chlorite (films and single pores) 1,8 %; hydromica (pores and films) 0,5 %; siderite (separate pores) 0,9 %; calcite 6,1 %	Пелитизация, серицитизация и растворение полевого шпата; гидратация, пластическая деформация слюды, хлоритизация и сидеритизация биотита; растворение и регенерация кварца. Частичная карбонатизация обломочного материала Pelitization, sericitization and dissolution of feldspar; hydration, plastic deformation of micas, chloritization and sideritization of biotite; dissolution and regeneration of quartz. Partial carbonation of clastic material
7	С-Т-201	2631,2–2641,8	ХМ2	0,00	0,32	0,22	0,07	Пелитоморфный сидерит 10,1 %, приуроченный в основном к слоям разнозернистого алевролита; пирит в основном по углистой растительной органике Pelitomorphic siderite 10,1 %, confined mainly to layers of different-grained siltstone; pyrite is mainly based on carbonaceous plant organic matter	Пелитизация, серицитизация, иногда растворение полевого шпата; пластическая деформация, гидратация, расщепление слюды; хлоритизация, сидеритизация биотита; растворение единичных зерен кварца Pelitization, sericitization, sometimes dissolution of feldspar; plastic deformation, hydration, cleavage of mica; chloritization, sideritization of biotite; dissolution of single grains of quartz
8	С-Т-201	1800,8–1810,4	ТП1	0,05	0,08	0,00	0,21	Редкие примазки и пленки лейкоксена 1–2 %; пирит доли процента Rare smears and leucoxene films 1–2 %; pyrite of a fraction of a percent	Пелитизация, серицитизация, растворение полевого шпата; гидратация слюды; растворение кварца Pelitization, sericitization, feldspar dissolution; hydration of mica; dissolution of quartz
9	С-Т-201	2511,4–2521,0	ТП18	0,24	0,47	0,22	0,18	Лейкоксен (единичные прерывистые пленки, и отдельные примазки) 1–2 %; пирит доли процента; сидерит в среднем составляет 7–8 %; кальцит 5–6 % Leucoxene (single intermittent films, and separate smears) 1–2 %; pyrite of a fraction of a percent; siderite averages 7–8 %; calcite 5–6 %	Частичное растворение, пелитизация, серицитизация полевого шпата; растворение зерен кварца; пластическая деформация, гидратация слюды; хлоритизация, сидеритизация биотита; слабая карбонатизация обломочного материала Partial dissolution, pelitization, sericitization of feldspar; dissolution of quartz grains; plastic deformation, hydration of mica; chloritization, sideritization of biotite; weak carbonatization of clastic material
10	С-Т-201	2628,6–2638,2	ТП22	0,14	0,45	0,22	0,14	Пирит по единичным углистым растительным остаткам доли процента; единичные примазки лейкоксена; пелитоморфный сидерит по биотиту и в виде пятнистых выделений (10,4 %), приурочен в основном к слоям углесто-слюдистого состава; кальцит 25–26 % Pyrite on single carbonaceous plant residues of a fraction of a percent; single leucoxene smears; pelitomorphic siderite after biotite and in the form of spotty excretions (10,4 %), confined mainly to layers of carbonaceous-micaceous composition; calcite 25–26 %	Пелитизация, серицитизация, иногда частичная каолинизация полевого шпата; гидратация, пластическая деформация, редко расщепление слюды; сидеритизация, иногда хлоритизация биотита; частичная карбонатизация обломочного материала Pelitization, sericitization, sometimes partial kaolinization of feldspar; hydration, plastic deformation, rarely mica splitting; sideritization, sometimes chloritization of biotite; partial carbonatization of clastic material

В таблице показаны результаты статистическо-корреляционной интерпретации материалов ГИС в десяти песчаных интервалах трех скважин Северо-Тамбейского участка, а именно интенсивности вторичных процессов каолинитизации, карбонатизации, пиритизации и пелитизации. В последних двух столбцах даны результаты петрологических исследований шлифов керн на предмет определения содержания аутигенного цемента и постседиментационных геохимических процессов. При сопоставлении интенсивностей вторичных процессов с описанием результатов петрологических исследований мы видим, что интенсивность вторичной карбонатизации неплохо коррелирует с результатами исследований шлифов. Например, при значительных показателях интенсивности $i_{\text{карб}}=0,36-0,47$ усл. ед. (строки 3, 4, 6, 7, 9, 10) в описании шлифов процессы сидеритизации и кальцитизации проявляются с достаточно большим содержанием данных вторичных карбонатов (~6–35 %). И наоборот, при интенсивности карбонатизации равной нулю (строки 2, 8) в описании результатов исследования шлифов их содержание отсутствует либо весьма незначительно (меньше 1 %).

Если сопоставить величины интенсивностей пиритизации с описанием шлифов, то мы видим их полное несоответствие. Это связано с тем, что в данном случае вместо пиритизации проходит процесс хлоритизации с последующей сидеритизацией биотитов. Хлоритизация идет в кислой среде ($\text{pH}=5,0-6,0$) после каолинитизации, при её устойчивости в щелочной. Как известно, все минералы, образующиеся в результате перечисленных процессов, содержат железо. В результате гидратации с сидеритизацией железосодержащих биотитов и образованием электропроводящих кристифицированных пленок глинистых минералов может образоваться электропроводящая цепь, связанная с содержанием железа и понижающая УЭС породы, интерпретируемая как пиритизация. Это заметно по результатам анализа таблицы – там, где отсутствует в описании шлифов «гидратация, пластическая деформация слюды, хлоритизация и сидеритизация биотита» интенсивность «пиритизации» равна нулю (строки 2 и 8).

В интервалах (таблица, строки 4, 6, 9, 10), где статистическая интенсивность вторичной каолинитизации проявилась в пределе $i_{\text{каоил}}>0,1$ усл. ед., в описаниях шлифов обнаруживаются следующие формулировки: «Плохо раскристаллизованный каолинит; каолинитизация и растворение полевого шпата; частичное растворение». Очевидно, что в исследуемых интервалах после поступления внешних кислых флюидов ощелачивание раствора проходило через определенное время, достаточное для образования вторичных каолинитов. Далее процесс интенсивной карбонатизации контролировался процессом ощелачивания среды.

Лабораторные определения содержаний общих карбонатов в образцах песчаных пород, в интервалах проведения статистической интерпретации данных ГИС исследуемых скважин, позволили сопоставить величины интенсивностей вторичной карбонатизации

с усредненными (по изучаемому интервалу) содержаниями общих карбонатов. Сопоставление выборочных данных выявило их хорошее соответствие с коэффициентом корреляции линейного тренда 0,73 (рис. 3).

Статистически значимый разброс отдельных выборочных значений относительно линии тренда объясняется следующими неувязками: во-первых, по керну были определены средние содержания *общих* карбонатов, а по данным ГИС – интенсивности процессов *вторичной* карбонатизации; во-вторых, точность определения усредненных величин содержаний по интервалу зависит от количества изученных образцов в данном интервале, однако в некоторых случаях эмпирической статистики явно не хватало.

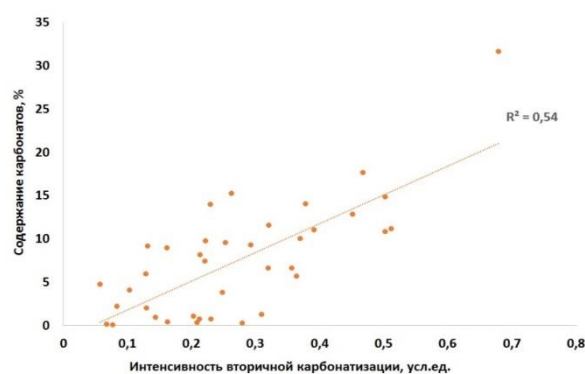


Рис. 3. Сопоставление средних содержаний общих карбонатов, определенных по образцам керн, с интенсивностью вторичных карбонатов, вычисленных по данным ГИС в песчаных интервалах Тамбейского месторождения

Fig. 3. Comparison of the average contents of total carbonates determined from core samples with the intensity of secondary carbonates calculated from well log data in the sandy intervals of the Tambey field

Заключение

Итак, на основании результатов проведенных исследований применения технологии статистическо-корреляционной интерпретации материалов ГИС в песчаных коллекторах Тамбейского месторождения для выявления пропущенных УВ насыщенных низкоомных коллекторов можно сделать следующие выводы:

1. Вычисленные статистические интенсивности вторичных процессов (каолинитизации, карбонатизации, пиритизации и пелитизации) в песчаных интервалах полностью соответствуют результатам лабораторных исследований керн.
2. Если при выявлении в песчаных коллекторах Западно-Тамбейского участка интенсивность вторичной пелитизации оказалась менее 0,084 усл. ед., то с вероятностью ~80 % исследуемый интервал можно считать УВ насыщенным.
3. На Северо-Тамбейском участке с 80 % вероятностью индикатором газонасыщенности пласта является интенсивность вторичной карбонатизации при условии превышения её критической величины 0,22 усл. ед.

Таким образом, интенсивности определенных вторичных геохимических процессов играют роль в качестве атрибутов нефтегазонасыщенности в низкоомных песчаных интервалах Тамбейского месторождения. Вычисление интенсивностей осуществляется с

помощью инновационной технологии статистическо-корреляционной интерпретации материалов ГИС. В качестве геофизических материалов можно использовать как старые, так и новые данные фондов в формате *Las*.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л.: Изд-во «Недра», 1992. – 239 с.
2. Authigenic kaolin and illitic minerals during burial diagenesis of sandstones: a review / B. Lanson, D. Beaufort, G. Berger, A. Bauer, A. Cassagnabere, A. Meunier // *Clay minerals*. – 2002. – V. 37. – Iss. 1. – P. 1–22.
3. Chlorite in sandstones / R.H. Worden, J. Griffiths, L.J. Wooldridge, J.E.P. Utey, A.Y. Lawan, D.D. Muhammed, N. Simon, P.J. Armitage // *Earth-Science Reviews*. – 2020. – V. 204. – P.103–105.
4. Origins of authigenic minerals and their impacts on reservoir quality of tight sandstones: Upper Triassic Chang-7 Member, Yanchang Formation, Ordos Basin, China / Y.L. Zhang, Z.D. Bao, Y. Zhao, L. Jiang, Y.Q. Zhou, F.H. Gong // *Australian Journal of Earth Sciences*. – 2017. – V. 64. – Iss. 4. – P. 519–536.
5. Milliken K.L. Late diagenesis and mass transfer in sandstone–shale sequences // *Treatise on Geochemistry*. – 2003. – V. 7. – P. 159–190.
6. Мельник И.А. Определение интенсивности геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2016. – 146 с.
7. Мельник И.А. Интенсивности процессов наложенного эпигенеза как индикаторы нефтенасыщенности песчаных коллекторов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330. – № 6. – С. 90–97.
8. Мельник И.А., Шарф И.В., Иванова М.П. Статистический параметр двойного электрического слоя как индикатор нефтенасыщенности нижнесреднеюрских отложений Томской области // *Нефтяное хозяйство*. – 2018. – № 10. – С. 24–26.
9. Мельник И.А. Причины образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов // *Геология нефти и газа*. – 2018. – № 6. – С. 129–136.
10. Mechanisms of smart waterflooding in carbonate oil reservoirs / J. Hao, S. Mohammadkhani, H. Shahverdi, M.N. Esfahany, A. Shapiro // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 179. – P. 276–291.
11. Nasralla R.A., Nasr H.A. Double-layer expansion: is it a primary mechanism of improved oil recovery by low-salinity waterflooding // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2014. – V. 17. – P. 1–11.
12. Природный тектонический насос углеводородов и вторичная доломитизация – порождение тектоно-гидротермальной активности рифтогенного осадочного бассейна / А.Д. Коробов, Л.А. Коробова, Е.Ф. Ахлестина, А.Т. Колотухин, В.М. Мухин // *Известия Саратовского университета. Серия «Науки о Земле»*. – 2015. – Т. 15. – № 3. – С. 46–52.
13. Карнюшина Е.Е. Основные причины возникновения зон карбонатной цементации в толщах нефтегазоносных бассейнов // *Вестник Московского университета. Раздел геология*. – 2012. – № 5. – С. 47–49.
14. Pyrite formation from FeS and H₂S is mediated through microbial redox activity / J. Thiel, J.M. Byrne, A. Kappler, B. Schink, M. Pester // *Proceedings of the National Academy of Sciences*. – 2019. – V. 116. – P. 6897–6902.
15. Зарипов О.Г., Сонич В.П. Влияние литологии пород – коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов // *Нефтяное хозяйство*. – 2001. – № 9. – С. 18–21.
16. Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Орлова Н.А. Эпигенетические минералы как показатели времени прихода нефти в песчаные промышленные коллекторы // *Докл. АН СССР*. – 1959. – № 5. – С. 1097–1099.
17. Роль дизъюнктивной тектоники в формировании пустотного пространства в коллекторах пласта Ю13 Западно-Моисеевского участка Двуреченского нефтяного месторождения (Томская область) / Н.М. Недоливко, А.В. Ежова, Т.Г. Перевертайло, Е.Д. Полумогина // *Известия Томского политехнического университета*. – 2005. – Т. 308. – № 5. – С. 47–53.
18. Предтеченская Е.А., Шиганова О.В., Фомичев А.С. Катагенетические и гидрохимические аномалии в нижнесреднеюрских нефтегазоносных отложениях Западной Сибири как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений // *Литосфера*. – 2009. – № 6. – С. 54–65.
19. Velbel M.A. Influence of surface area, surface characteristics, and solution composition on feldspar weathering rates // *Symposium Series: Geochemical Processes at Mineral Surfaces*. – 1986. – № 323. – P. 614–634.
20. Bjorkum P.A., Gielsvik N. An isochemical model for formation of authigenic kaolinite, feldspar and illite in sediments // *Journal of Sedimentary Petrology*. – 1988. – V. 58. – P. 506–511.

Поступила 12.04.2021 г.

Информация об авторах

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

Родивилов Д.Б., заместитель начальника отдела анализа и интерпретации данных ГИС, филиал Газпром недр НТЦ ООО «Газпром недр».

Никитин И.А., начальник группы отдела по проектированию и анализу эффективности геолого-технических мероприятий НИПИ «СургутНИПИнефть».

UDC 550.83+ 552.5 +553.98

SECONDARY GEOCHEMICAL PROCESSES AS HYDROCARBON SATURATION ATTRIBUTE OF THE SAND RESERVOIRS OF TAMBHEY FIELD

Igor A. Melnik¹,
melnik@tpu.ru

Danila B. Rodivilov¹,
rodivilovdb@gmail.com

Ivan A. Nikitin³,
nikitin_ivan_alex@mail.ru

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

² Branch of Gazprom nedra,
70, Gertsena sreet, Tyumen, 625000, Russia.

³ «SurgutNIPIneft»,
48, Entuziastov street, Surgut, 628415, Russia.

The relevance of the study is determined by the considered possibility, in the absence of a core, to identify missed productive deposits in sandy intervals using materials from both the old and the new well logging fund. Modern requirements for the creation and development of the mineral resource base of the Russian Federation at the highest level presuppose the introduction of a large number of fundamentally new deposits and deposits, the profitability of which is established by the level of knowledge. In many cases, it is simply necessary to reduce the time frame and capital costs for exploration work due to the application and additional exploration of data from the past studied fields. The area of the Tambey field is quite promising in light of the active development of the Yamal oil and gas fields.

The aim of the research is the illustration of the use of such parameters as statistical intensities of secondary pelitization and carbonatization as indicators of oil and gas saturation of sandy reservoirs in various areas of the Tambey field.

Objects: cretaceous sandy deposits of the oil and gas field of the Tambey area of the Yamal Peninsula.

Results. The paper demonstrates the petrological and geochemical indicators of oil and gas content and their determination based on logging data. Comparison of the results of statistical interpretation of logging data with the results of petrographic core study is illustrated. The work uses an innovative technology of statistical interpretation of logging materials for identifying the intensities of secondary geochemical processes in indication of oil and gas reservoirs. It was confirmed that in the North-Tambey area, with 80 % probability, the indicator of the formation gas saturation is the intensity of secondary carbonatization, provided that its critical value is exceeded by 0,22 conventional units, and in the West-Tambey area, the indicator of the oil and gas saturation of reservoirs is the intensity of secondary pelitization, provided that their values are exceeded up to 0,084 conventional units.

Key words:

Superimposed-epigenetic process, secondary pelitization, secondary carbonation, low-impedance reservoir, hydrocarbons, geochemical indicator of hydrocarbon saturation, well logging.

REFERENCES

- Lebedev B.A. *Geokhimiya epigeneticheskikh protsessov v osadochnykh basseynakh* [Geochemistry of epigenetic processes in sedimentary basins]. Leningrad, Nedra Publ., 1992. 239 p.
- Lanson B., Beaufort D., Berger G., Bauer A., Cassagnabere A., Meunier A. Authigenic kaolin and illitic minerals during burial diagenesis of sandstones: a review. *Clay minerals*, 2002, vol. 37, no. 1, pp. 1–22.
- Worden R.H., Griffiths J., Wooldridge L.J., Utley J.E.P., Lawan A.Y., Muhammed D.D., Simon N., Armitage P.J. Chlorite in sandstones. *Earth-Science Reviews*, 2020, vol. 204, pp. 103–105.
- Zhang Y.L., Bao Z.D., Zhao Y., Jiang L., Zhou Y.Q., Gong F.H. Origins of authigenic minerals and their impacts on reservoir quality of tight sandstones: Upper Triassic Chang-7 Member, Yanchang Formation, Ordos Basin, China. *Australian Journal of Earth Sciences*, 2017, vol. 64, no. 4, pp. 519–536.
- Milliken K.L. Late diagenesis and mass transfer in sandstone–shale sequences. *Treatise on Geochemistry*, 2003, vol. 7, pp. 159–190.
- Melnik I.A. *Opreделение intensivnosti geokhimicheskikh protsessov po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [Determination of the intensity of geochemical processes based on well logging data]. Novosibirsk, SNIIGiMS Publ., 2016. 146 p.
- Melnik I.A. Intensity of superimposed epigenesis processes as indicators of oil saturation in sandy reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 6, pp. 90–97. In Rus.
- 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 deposits of the Tomsk region. *Oil industry*, 2018, no. 10, pp. 24–26. In Rus.
- Melnik I.A. The reasons for the formation of oil-saturated low-resistance reservoirs. *Geology of oil and gas*, 2018, no. 6, pp. 129–136. In Rus.
- Hao J., Mohammadkhani S., Shahverdi H., Esfahany M.N., Shapiro A. Mechanisms of smart waterflooding in carbonate oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 179, pp. 276–291.
- Nasralla R.A., Nasr H.A. Double-layer expansion: is it a primary mechanism of improved oil recovery by low-salinity waterflooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 17, pp. 1–11.
- Korobov A.D., Korobova L.A., Akhlestina E.F., Kolotukhin A.T., Mukhin V.M. Natural tectonic pump of hydrocarbons and secondary dolomitization – the generation of tectonic-hydrothermal activity of the riftogenic sedimentary basin. *Saratov University Publ. Series «Earth Sciences»*, 2015, vol. 15, no. 3, pp. 46–52. In Rus.
- Karnyushina E.E. The main reasons for the occurrence of zones of carbonate cementation in the strata of oil and gas basins. *Moscow*

- University Bulletin. Geology Section*, 2012, no. 5, pp. 47–49. In Rus.
14. Thiel J., Byrne J.M., Kappler A., Schink B., Pester M. Pyrite formation from FeS and H₂S is mediated through microbial redox activity. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2019, vol. 116, pp. 6897–6902.
 15. Zariipov O.G. Sonic V.P. Influence of lithology of rocks-reservoirs on the resistivity of reservoirs. *Oil industry*, 2001, no. 9, pp. 18–21. In Rus.
 16. Chepikov K.R., Ermolova E.P., Orlova N.A. Epigeneticheskie mineral kak pokazateli vremeni prikhoda nefi v peschanye promyshlennye kollektory [Epigenetic minerals as indicators of the time of oil arrival in industrial sandy reservoirs]. *Report Academy of Sciences of the USSR*, 1959, no. 5, pp. 1097–1099.
 17. Nedolivko N.M., Ezhova A.V., Perevertailo T.G., Polumogina E.D. The role of disjunctive tectonics in the formation of void space in the reservoirs of the Yu13 formation of the West Moiseevsky section of the Dvurechensk oil field (Tomsk region). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2005, vol. 308, no. 5, pp. 47–53.
 18. Predtechenskaya E.A., Shiganova O.V., Fomichev A.S. Catagenetic and hydrochemical anomalies in the Lower Middle Jurassic oil and gas deposits of Western Siberia as indicators of fluid-dynamic processes in zones of disjunctive disturbances. *Lithosphere*, 2009, no. 6, pp. 54–65. In Rus.
 19. Velbel M.A. Influence of surface area, surface characteristics, and solution composition on feldspar weathering rates. *Symposium Series: Geochemical Processes at Mineral Surfaces*, 1986, no. 323, pp. 614–634.
 20. Bjorkum P.A., Gielsvik N. An isochemical model for formation of authigenic kaolinite, feldspar and illite in sediments. *Journal of Sedimentary Petrology*, 1988, vol. 58, pp. 506–511.

Received: 12 April 2021.

Information about the authors

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

Danila B. Rodivilov, deputy head of the department of analysis and log data interpretation, Branch of Gazprom nedra.

Ivan A. Nikitin, head of the group, «SurgutNIPIneft».