

УДК 550.83+552.5

ОБОСНОВАНИЕ И ПРЕДПОСЫЛКИ ВЫДЕЛЕНИЯ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КАК ИНСТРУМЕНТА ПОИСКА ПРОПУЩЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СУРГУТСКОГО СВОДА

И.А. Никитин

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. Целью исследований является иллюстрация использования таких параметров, как статистические интенсивности вторичных изменений горных пород (наложено-эпигенетических процессов) в качестве индикаторов нефтегазонасыщенности низкоомных песчаных коллекторов на уникальном месторождении Сургутского свода. В основе анализа лежит методика статистической интерпретации данных геофизических исследований скважин, разработанная И.А. Мельником [1], который достиг больших успехов в изучении данной проблемы. Сопоставления результатов данных вычислений с результатами обработки сейсмических данных поверхности отражающих горизонтов подтвердили результативность предлагаемого алгоритма. Также в данной работе определили зависимость интенсивности вторичной пиритизации от тектонических нарушений и расстояния до них. Даны рекомендации по опробованию новых интервалов.

Ключевые слова: наложено-эпигенетический процесс, вторичная пиритизация, вторичная каолинизация, низкоомный коллектор, платформенный чехол, тектонический разлом, геофизические исследования скважин.

Введение

Объектами исследования являются юрские песчаные отложения нефтегазонасного месторождения Сургутского свода, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе. Отложения представлены переслаиванием песчаников темно-серых, плотных, различной зернистости, крепко сцементированных. Породы имеют сложный минералогический состав с многочисленными включениями аксессуарных минералов. Неоднородность этой части разреза очень существенно изменяет характер записи кривых каротажа сопротивления, бокового каротажного зондирования. Значения кажущихся сопротивлений и, соответственно, изрезанность кривых резко возрастают, подчеркивая увеличение расчлененности разреза.

Комплексным анализом данных сейсморазведки МОГТ 3D, геолого-промысловых особенностей и технологических показателей разработки установлена определяющая роль тектонического фактора в развитии фильтрационно-емкостных свойств коллектора и формировании флюидодинамической модели залежей нефти и газа. Это обусловлено тем, что продуктивные структуры располагаются над разломами блоков фундамента, в пределах которых за счёт дегазации Земли образуются зоны деструкции и происходит вертикальная миграция внешних флюидов.

Уже достаточно много работ изданы и обнародованы по обнаружению нефтегазонасыщенных продуктивных коллекторов с пониженным удельным электрическим сопротивлением (далее – УЭС) в терриген-

ных пластах. По материалам геофизических исследований скважин (далее – ГИС) эти продуктивные низкоомные коллекторы интерпретируются как водонасыщенные, вследствие чего они не используются при дальнейшей эксплуатации скважины. На основании проведенного обобщения в работе И.А. Мельника «Причины образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов» можно выделить две основные причины образования низкоомных коллекторов: фациальная обстановка процесса осадконакопления и тектонический процесс, в результате которого образуются каналы флюидомиграций [2]. Миграция флюидов обусловлена дизъюнктивными и пликативными тектоническими процессами [3, 4]. И главная задача сводится к тому, чтобы найти корреляционную зависимость выявленных интенсивностей от расположения тектонических нарушений.

Другие отечественные и зарубежные авторы в основном выделяют следующие причины образования продуктивных низкоомных коллекторов:

1. Присутствие в породе электропроводящих минералов (в основном пиритов).
2. Тонкое переслаивание глин с пониженным УЭС (анизотропия пород).
3. Фациальная обстановка седиментации.
4. Вторичные геохимические преобразования минералов и цемента.
5. Текстуальные особенности распределения и состав глинистого минерала.

Ряд авторов связывают появление продуктивных низкоомных интервалов с увеличением содержания связанной воды (остаточной водонасыщенности) в результате преобразования акцессорных минералов в глинистые минералы, повышающие сорбционную способность среды [5, 6, 7]. Влияние глинистости на электрическое сопротивление песчаных коллекторов рассмотрено в работе А. С. Ошлаковой на основе анализа каротажных диаграмм как низкоомных, так и типичных продуктивных интервалов [8]. В штатах Луизиана и Арканзас, США, в маломощных песчаных русловых отложениях через 50 лет эксплуатации ранее открытых месторождений были обнаружены продуктивные низкоомные пласты. Причиной понижения удельного электрического сопротивления продуктивных

горизонтов явились глинистые пропластки [9]. Миграция химически агрессивных флюидов и заполнение ими сформированных коллекторов влекут за собой развитие наложенных эпигенетических процессов, в результате которых горные породы испытывают вторичные химические преобразования [5]. Обобщая ранее рассмотренные материалы, можно сказать, что в результате метаморфизма полимиктовых песчаных коллекторов образуются такие высокопроводящие минералы, как пириты, халькопириты, крустифицированные хлориты и другие железосодержащие минералы, понижающие УЭС пласта. Также известно влияние остаточной водонасыщенности, обусловленной наличием таких глинистых минералов, как монтмориллонит, группы гидрослюд (вермикулит, глауконит), хлорит на УЭС пласта.

Образование аутигенных минералов в горных породах при вторичных геохимических процессах в большинстве своем обусловлено наложенным эпигенезом, проходящим в результате субвертикальной миграции флюидов по проницаемым зонам литосферы, вследствие действия градиента литостатического давления. По интенсивностям вторичных геохимических процессов можно судить о характере насыщения пласта и выделять интересующие нас углеводородные интервалы [10]. При отсутствии ядра качество и степень вторичных геохимических изменений среды можно определить по результатам статистическо-корреляционной интерпретации материалов ГИС. Многочисленные исследования показали, что показателем присутствия углеводородов в исследуемых песчаных пластах являются вычисляемые статистическо-корреляционные параметры интенсивностей различных эпигенетических процессов в пределах их определенных граничных величин.

Актуальность исследования устанавливается реализованной способностью выделять с большей долей вероятности пропущенные продуктивные интервалы в песчаных отложениях по материалам ГИС при отсутствии либо малой информативности ядра. Текущая конъюнктура рынка и развитие промышленности задают вектор потребности в развитии и освоении на современном уровне минерально-сырьевой

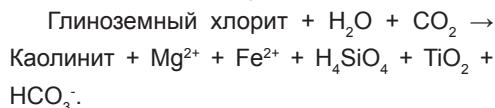
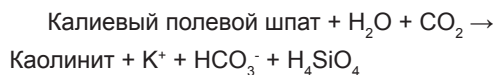
базы России, а также более детальном анализе по ранее изученным месторождениям. Особая актуальность подчеркнута тем, что на данной площади не проводились уникальные подобные исследования, и месторождение находится на завершающей стадии разработки.

Методы

Развернутая концепция технологии статистической интерпретации материалов ГИС при вычислении интенсивностей изложена в огромном количестве работах И.А. Мельника [1, 2, 11]. В частности, проработан процесс вторичной каолинизации. Данный процесс главным образом относится к глубинной миграции углеводородных флюидов. При поступлении в полиминеральный, с содержанием полевых шпатов песчаный коллектор относительно кислых внешних флюидов в породе синхронно увеличиваются содержание глинистых минералов (каолинитов) и её пористость. Очевидно, это априори предполагает образование положительной регрессии в корреляционной связи независимых петрофизических параметров выборок 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 каолинизации.

Главными результатами связи двух несвязанных, раздельных выборок считаются коэффициент аппроксимации R^2 и статистический (интервальный) параметр Y , отражающий промежуточную степень воздействия эпигенетических процессов в песчаниках изучаемых пластов. Статистическая интенсивность вторичных процессов $I = YR^2$ отражает как качественную (R^2), так и количественную (Y) меры статистических регрессионных связей. В ситуации положительной корреляции глинистости и общей пористости можно уверенно говорить, что эпигенетическое изменение породы определило вторичную каолинизацию в исследуемом песчаном интервале,

где за счет поступления глубинных флюидов с растворенным CO_2 углекислотный метасоматоз может протекать следующим образом:



В кислых средах с pH 4–5 возникает каолинизация как полевого шпата, так и глинистых минералов. В то же время за счет повышенной кислотности растворяется не только заполняющий поры цемент, но и матричный алюмосиликат. Объем коллектора повышается на 2–3%, проницаемость – в несколько раз. Образующиеся катионы магния, железа и калия будут диффундировать к отрицательно заряженной глинистой поверхности, увеличивая плотность зарядов проводимых поверхностных слоев, к которым относятся двойной электрический слой (далее – ДЭС) и межслоевая электропроводимость глинистых минералов. В этом случае с увеличением плотности зарядов поверхностного (диффузионного) слоя увеличивается электрическая проводимость глинистой фракции, что отражается в увеличении коэффициента аппроксимации отрицательной регрессии между выборками глинистости и удельного электрического сопротивления. Известно, что в процессе формирования залежи с распадом гидратной оболочки частиц «микронифты» на нефть и временно диссоциированную воду, с образованием избытка свободных ионов водорода, pH уменьшается до 4–5. Избыток ионов водорода реализуется в случае нарушения зарядового равновесия, например, ионы гидроксильной группы участвуют в формировании гидроксида железа. В связи с наименьшей атомной массой катионы водорода в значительной степени увеличивают среднюю плотность и подвижность зарядов диффузионного слоя глинистых минералов. Это приводит к увеличению электропроводимости глини и, следовательно, статистического параметра $i_{\text{ДЭС}}$ [10].

В свою очередь, в щелочной среде при поступлении углеводородов при сопутствующем сероводороде (особенно в зоне во-

донефтяного контакта) часто образуется пирит (FeS_2), являющийся минералом с электронной проводимостью. Пириты, как правило, организуются в тонкодисперсную структуру в виде сыпи на зернах и пленок по периферии пор, заполненных нефтью. В совокупности с ДЭС они представляют собой электропроводящую твердую фазу с понижающим сопротивлением.

Вторичные геохимические процессы песчаного коллектора на стадии наложенного эпигенеза, как правило, обусловлены резким изменением pH среды вследствие поступления в коллектор внешнего флюида (воды, углеводородов). Причиной миграции флюидов с глубинных толщ и заполнения ими пористых пластов является тектоническая подвижность осадочного чехла с образованием вертикальных разломов и окаймляющих их трещин. Скорость фильтрации в основном зависит от раскрытости разлома и градиента давления между стоком и истоком.

Результаты и обсуждения

На исследуемой площади по доюрскому комплексу обосновано блоковое строение площади. Детально было изучено геологическое строение площади по кровле доюрского основания, и по отражающим горизонтам (далее – ОГ) уточнена и обобщена крупная система разрывных нарушений. Автором были изучены и выбраны более информативные и актуальные сейсмические данные исследуемого района. Пример показан на рис. 1. В результате проведенной дополнительной обработки были получены сейсмические материалы более высокого качества, удовлетворяющие требованиям выполнения структурных построений, проведению динамического анализа и решению поставленной геологической задачи. На исследуемой территории выявлено наличие значительного количества разрывных нарушений, преимущественно распространяющихся в северо-западной части площади лицензионного участка и

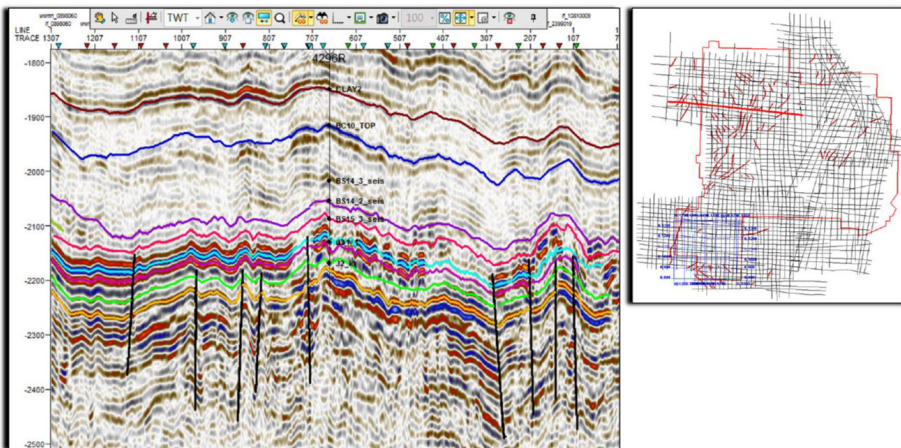


Рисунок 1. Интерпретация отражающих горизонтов на примере профиля 2399002

имеющих простирание с юго-запада на северо-восток.

В дальнейшем была сгруппирована сеть разрывных нарушений с учетом актуальных сейсмических данных. Итогом явилась структурная карта по ОГ платформенного чехла с выборкой скважин, отмеченная на рис. 2.

Рассмотрим возможности применения технологии статистической интерпретации материалов ГИС. С этой целью была вы-

полнена статистическая интерпретация данных ГИС 50 водонасыщенных и нефтенасыщенных песчаных интервалов юрского горизонта различных скважин, в которых были проведены испытания. Скважины выбирались с учетом различного расположения от указанных на рис. 2 тектонических нарушений.

В результате статистической интерпретации данных ГИС в каждом испытанном интервале определена статистическая ин-

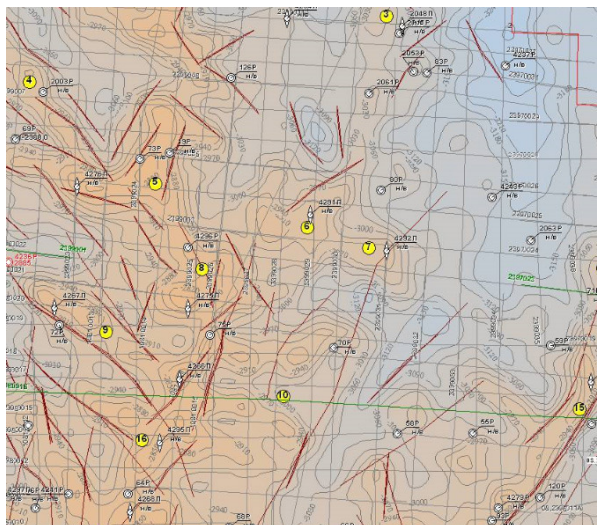


Рисунок 2. Выкопировка из структурной карты платформенного чехла с вынесенными разрывными нарушениями и группами изучаемых скважин

тенсивность вторичных процессов. Проведено усреднение значений интенсивности в испытанных пластах юрских отложений. В табл. 1 представлены усредненные результаты статистической интерпретации данных ГИС для нефте- и водонасыщенных интервалов юрских отложений уникального месторождения Сургутского свода.

Анализ данных в табл. 1 показывает увеличение интенсивностей вторичных процессов в нефтенасыщенных интервалах относительно водонасыщенных (каолинитизация, карбонатизация, пиритиза-

ция, пелитизация и двойной электрический слой). Это является подтверждением связи исследуемых вторичных преобразований с углеводородами. Параметр интенсивности пиритизации является наиболее показательным (в нефтенасыщенных интервалах более чем в 2 раза) и может использоваться для поиска продуктивных интервалов. Вторым важным показателем является интенсивность каолинитизации (в нефтенасыщенных интервалах на 40% выше).

Затем следует второй этап исследования, касающийся утверждения, что тек-

Таблица 1. Результаты выполненной статистической интерпретации

Икаол., у. ед.	Икарб., у. ед.	Ипир., у. ед.	Ипел., у. ед.	Идэс., у. ед.	Насыщение
0,0363	0,0680	0,0525	0,1497	0,2004	Вода
0,0519	0,0836	0,1161	0,1724	0,2333	Нефть
1,4280	1,2288	2,2123	1,1519	1,1642	Нефть/Вода

тонический фактор не только формирует продуктивные структуры, но и влияет на интенсивность вторичных процессов в песчаных отложениях. Докажем данную гипотезу на примере результатов статистических исследований материалов ГИС и их сопоставлений с результатами обработки сейсмических данных по ОГ и расстояния-

Анализ полученных результатов в табл.

1 показывает, что вторичная пиритизация зависит от расстояния до разлома, обусловленного тектоническим фактором. Также в ходе анализа выявлено максимальное расстояние до тектонического нарушения, при котором проявляется вторичная пиритизация (рис. 3).

Наблюдается соответствующая закономерность: с увеличением расстояния от тектонических разрушений до места

Таблица 2. Результаты сопоставления расстояния тектонических нарушений и интенсивностей пиритизации

№ скв.	Расстояние до разлома, м	Ипир., у. ед.	№ скв.	Расстояние до разлома, м	Ипир., у. ед.
1	20	0,55	7	55	0,28
2	25	0,41	8	94	0,24
3	35	0,41	9	100	0,24
4	10	0,31	10	105	0,22
5	45	0,30	11	125	0,20
6	40	0,29	12	133	0,19

исследования (т.е. до скважины) уменьшается трещиноватость (следовательно, фильтрация), что приводит к понижению интенсивности преобразования породы. В случае присутствия на изучаемой площади сформированных структур, приуроченных к разломам, интенсивность некоторых вторичных процессов, прежде всего, будет связана с миграцией флюидов. На исследуемой территории к такому явлению относятся процессы вторичной пиритизации и каолинитизации. Интенсивности вторичной пиритизации и каолинитизации могут служить критерием оценки вероятности расстояния до ближайшего разлома. Соответственно, зная расстояние от пластопересечения до ближайшего платформенного разлома, мы можем оценить возможные интенсивности эпигенетических изменений

в скважине.

Была построена диаграмма сопоставления статистической интенсивности вторичной пиритизации по скважинам от пластопересечения до ближайшего тектонического разлома отмеченная на рис. 3. В итоге максимальный показатель коэффициента аппроксимации был получен при оценке интенсивности пиритизации и составил 0,62. Стало быть, изменение интенсивности процесса вторичной пиритизации, в первую очередь, вызвано тектоническими движениями в литосфере с дальнейшим появлением разломов растяжения в осадочном чехле и миграцией по ним флюидных потоков, вследствие которых происходят вторичные геохимические преобразования.

В качестве иллюстрации наших выво-

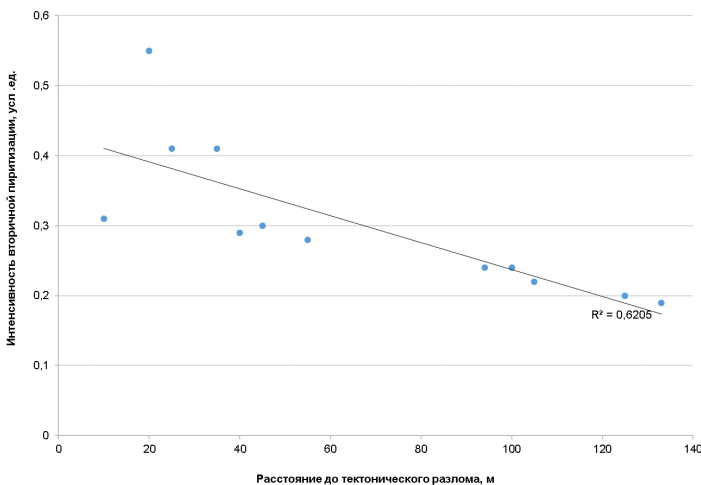


Рисунок 3. Сопоставление статистической интенсивности вторичной пиритизации по скважинам от пластопересечения до ближайшего тектонического разлома

дов приведем конкретный пример – скважина № 2. Это боковой ствол, пробуренный в 25 м от выделенного разлома, отмеченного ранее. По материалам ГИС в скв. 2 были определены следующие характеристики продуктивного пласта: УЭС пласта порядка 5 Ом*м, средний коэффициент нефтегазонасыщенности $K_{нг} = 0,44$ (водонасыщенность 0,56), средний коэффициент пористости $K_n = 0,17$. Также по этой скважине наблюдаются стяжения пирита. Однако по данным эксплуатации скважин таких параметров водонасыщенности не наблюдается, т.к. фактическая водонасыщенность варьируется на уровне 15–17%.

Выявленные закономерности позволяют провести ранжировку скважин под исследования на вторичные изменения и в дальнейшем апробацию неперфорированных толщ.

Заключение

На основании результатов проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Анализ данных сейсоразведки МОГТ 3D подтвердил сеть разрывных нарушений доюрского комплекса.

2. Вычисленные статистические интенсивности вторичных процессов (каолинитизации, карбонатизации, пиритизации и пелитизации) показали увеличение всех интенсивностей вторичных процессов в нефтенасыщенных интервалах относительно водонасыщенных песчаных интервалов.

Список использованной литературы

1. Мельник И.А. Методика выявления перспективных нефтегазонасыщенных участков в тектонически-напряженных зонах. – Нефтяное хозяйство, 2013, № 3, с. 23–27. // Mel'nik I.A. Metodika vyavleniya perspektivnykh neftegazonasyshchennykh uchastkov v tektonicheski-napryazhennykh zonakh [Methodology for identifying promising oil and gas saturated areas in tectonically stressed zones]. – Neftyanoye khozyaystvo [Oil industry], 2013, № 3, pp. 23–27.

2. Мельник И.А. Причины образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов. – Геология нефти и газа, 2016, № 6, с. 33. // Mel'nik I.A. Prichiny obrazovaniya neftenasyshchennykh nizkoomnykh kollektorov [Reasons for the formation of oil-saturated low-resistance reservoirs]. – Geologiya nefiti i gaza [Geology of oil and gas], 2016, № 6, 33 p.

3. Запывалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2003, 198 с. // Zapivalov N.P., Popov I.P. Flyuidodinamicheskiye modeli zalezhey nefiti i gaza [Fluid dynamic models of oil and gas deposits]. – Novosibirsk, Publ. SO RAN, [«Geo»branch], 2003, 198 p.

4. Недоливко Н.М., Ежова А.В., Перевертайло Т.Г., Полумогина Е.Д. Роль дизь-

На исследуемом участке с 75% вероятностью индикатором нефтенасыщенности пласта является интенсивность вторичной пиритизации при условии превышения её критической величины 0,1161 у. ед. и вторичной каолинитизации с 85% вероятностью при условии превышения величины 0,0519 у. ед.

3. Вторичная пиритизация зависит, в первую очередь, от тектонического фактора. Максимальное расстояние до тектонических нарушений, после которого вторичные изменения интенсивностей минимальны, составляет порядка 133 м.

4. Благодаря тектоническим процессам в литосфере с тенденцией к формированию разломов в осадочном чехле и движению по ним флюидных потоков возникают вторичные геохимические преобразования, и именно эти образования связаны с изменениями интенсивности процесса вторичной пиритизации.

Таким образом, можно сказать, что интенсивности определенных вторичных геохимических процессов играют важную роль в качестве индикаторов нефтегазонасыщенности в низкоомных песчаных интервалах уникального месторождения Сургутского свода. Выявленные закономерности позволяют провести ранжировку скважин для проведения дополнительных исследований на вторичные геохимические изменения и в дальнейшем апробации неперфорированных толщ.

юнктивной тектоники в формировании пустотного пространства в коллекторах пласта Ю1 Западно-Моисеевского участка Двуреченского нефтяного месторождения (Томская область). – Известия ТПУ, 2005, т. 308, № 5, с. 47–53. // Nedolivko N.M., YEzhova A.V., Perevertaylo T.G., Polunmogina YE.D. Rol' diz'yunktivnoy tektoniki v formirovaniy pustotnogo prostranstva v kolektorakh plasta YU1 Zapadno-Moiseyevskogo uchastka Dvurechenskogo neftyanogo mestorozhdeniya (Tomskaya oblast') [The role of fault tectonics in the formation of void space in the reservoirs of the Yu1 reservoir of the Western-Moiseevsky area of the Dvurechenskoye oil field (Tomsk region)]. – Izvestiya TPU, 2005, v. 308, № 5, pp. 47–53.

5. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л., Недра, 1992, 239 с. // Lebedev B.A. Geokhimiya epigeneticheskikh processov v osadochnykh basseynah [Geochemistry of epigenetic processes in sedimentary basins]. – L., Nedra, 1992, 239 p.

6. Вендельштейн Б.Ю., Элланский М.М. Влияние адсорбционных свойств породы на зависимость относительного сопротивления от коэффициента пористости. – Прикладная геофизика, 1964, вып. 40, с. 181–193. // Vendel'shtejn B.YU., Ellanskij M.M. Vliyanie adsorbtsionnykh svoystv porody na zavisimost' otnositel'nogo soprotivleniya ot koeffitsienta poristosti [Influence of rock adsorption properties on the dependence of relative resistance on porosity coefficient]. – Prikladnaya geofizika [Applied Geophysics], 1964, vyp. 40, pp. 181–193.

7. Виноградов В.Г. Влияние минерального состава цемента полимиктовых песчаников и алевролитов на их удельное сопротивление. – Особенности геологического строения и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов Западно-Сибирской низменности: Труды Тюменского индустриального института. – Тюмень, Изд-во ТИИ, 1974, вып. 26, с. 185–189. // Vinogradov V.G. Vliyanie mineral'nogo sostava cementa polimiktovykh peschanikov i alevrolitov na ih udel'noe soprotivlenie [Influence of the mineral composition of cement in polymictic sandstones and siltstones on their specific resistivity]. – Osobennosti geologicheskogo stroeniya i neftenasyshchennosti produktivnykh gorizontov Zapadno-Sibirskoy nizmennosti: Trudy Tyumenskogo industrial'nogo instituta [Features of the geological structure and oil saturation of the productive horizons of the West Siberian Depression: Proceedings of the Tyumen Industrial Institute]. – Tyumen', Publ. TII, 1974, vyp. 26, pp. 185–189.

8. Ошлакова А.С. Анализ геофизических и эксплуатационных данных низкоомных коллекторов. – Известия ТПУ, 2011, т. 315, № 1, с. 68–72. // Oshlakova A.S. Analiz geofizicheskikh i ekspluatatsionnykh dannykh nizkoomnykh kolektorov [Analysis of geophysical and operational data of low-resistance reservoirs]. – Izvestiya TPU, 2011, v. 315, № 1, pp. 68–72.

9. Буллер Д.А. Выделение продуктивных песчаников в тонкослоистых низкоомных русловых отложениях в скважинах старого фонда. – Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1993, №1, с. 26–32. // Buller D.A. Vydelenie produktivnykh peschanikov v tonkosloistykh nizkoomnykh ruslovykh otlozheniyah v skvazhinah starogo fonda [Isolation of productive sandstones in thin-layered low-resistivity channel deposits in the old fund wells]. – Neft', gaz i neftekhimiya za rubezhom [Oil, gas and petrochemistry abroad], 1993, №1, pp. 26–32.

10. 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. // Mel'nik I.A., SHarf I.V., Ivanova M.P. Statisticheskii parametr dvoynogo elektricheskogo sloya kak indikator neftenasyshchennosti nizhnesredneyurskikh otlozhenii Tomskoi oblasti [Statistical parameter of the double electrical layer as an indicator of the oil saturation of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Tomsk region]. – Neftyanoe hozyajstvo [Oil industry], 2018, № 10, pp. 24–26.

11. Мельник И.А. Определение интенсивности геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2016, 146 с. // Mel'nik I.A. Opredelenie intensivnosti geokhimicheskikh processov po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Determination of the intensity of geochemical processes based on the materials of geophysical studies of wells]. – Novosibirsk, SNIIGGiMS [Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials], 2016, 146 p.

СУРГУТ КҮМБЕЗІ КЕН-ОРНЫ НЕГІЗІНДЕ НАЗАРДАН ТЫС ҚАЛҒАН КЕН-ОРЫНДАРДЫ ІЗДЕУ ҚҰРАЛЫ РЕТІНДЕ ТӨМЕН-ОМДЫҚ КОЛЛЕКТОРЛАРДЫ АНЫҚТАУ ӘДІСІ БОЙЫНША НЕГІЗДЕМЕСІ МЕН АЛҒЫШАРТТАРЫ

И.А. Никитин

Батыс Сібір кен-орындарындағы төмен-омды коллекторларға қатысты мәселелер өткен ғасырдың аяғынан бастап өзекті болып келеді. Ұңғымаларды геофизикалық зерттеу материалдары бойынша өнімді төмен-омдық коллекторлар көбінесе сумен қаныққан деп түсіндіріледі, нәтижесінде олар ұңғыманы одан әрі пайдалану кезінде пайдаланылмайды. Зерттеудің мақсаты Сургут күмбезінің бірегей кен-орнындағы төмен омды құм-коллекторларының мұнай-газ анықтылығының индикаторлары ретінде тау жыныстарындағы қайталама өзгерістердің статистикалық қарқындылығы (супер-эпигенетикалық процестер) сияқты параметрлерді пайдалану болып табылады. Бұл талдау, И.А.Мельник жасаған ұңғымалардың геофизикалық зерттеулерінің деректерін статистикалық интерпретациялау әдісіне негізделген [1], ол осы мәселені зерттеуде үлкен жетістіктерге жетті. Осы есептеулердің нәтижелері шағылысатын жиектер бетінің сейсмикалық деректерін өңдеу нәтижелерімен салыстыра келе, ұсынылған алгоритмнің тиімділігін растады. Сондай-ақ, бұл жұмыста тектоникалық бұзылуларға байланысты қайталама пиритизация қарқындылығының және оларға дейінгі қашықтыққа тәуелділігі анықталды. Жаңа аралықтарды сынау бойынша ұсыныстар берілді.

Түйін-сөздер: айқастырылған-эпигенетикалық үрдіс, қайта пириттену, қайта каолинделу, төмен омды коллектор, платформалық қаптама, тектоникалық сынық, Ұңғымаларды геофизикалық зерттеу.

JUSTIFICATION AND PREREQUISITES FOR THE ALLOCATION OF LOW-RESISTANCE RESERVOIRS AS A TOOL FOR SEARCHING FOR MISSED DEPOSITS ON THE EXAMPLE OF THE SURGUT ARCH FIELD

I.A. Nikitin

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 well surveys (GIS), 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 aim of the research is to illustrate the use of such parameters as statistical intensities of secondary changes in rocks (superimposed-epigenetic processes) as indicators of oil and gas saturation of low-resistance sand reservoirs at the unique field of the Surgut arch. The analysis is based on the method of statistical interpretation of the data of geophysical studies of wells developed by I. A. Melnik, who has achieved great success in studying this problem. Comparison

of the results of these calculations with the results of processing the seismic data of the surface of the reflecting horizons confirmed the effectiveness of the proposed algorithm. The dependence of the intensity of secondary pyritization on tectonic disturbances and the distance to them was also determined. Recommendations for testing new intervals are given.

Keywords: superimposed-epigenetic process, secondary pyritization, secondary kaolinization, low-resistance reservoir, platform cover, tectonic fault, geophysical well surveys.

Информация об авторе

Никитин Иван Александрович – начальник группы отдела по проектированию и анализу эффективности, nikitin_ivan_alex@mail.ru.

ГТМ «Сургутнипинефть», г. Тюмень, Россия