

УДК 550.812.12

В.В. Шелепов¹, О.В. Тюкавкина²**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ В ПРЕДЕЛАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШИРОТНОГО ПРИОБЬЯ***ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова», 119991, Москва, ГСП-1, Ленинские Горы, 1**Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23**Lomonosov Moscow State University, 119991, GSP-1, Leninskiye Gory, 1**Ordzhonikidze Russian Geological Exploration University, 117997, Moscow, Miklukho-Maklay str., 23*

Рассмотрены вопросы применения ГИС для интерпретации сложнопостроенных нефтенасыщенных интервалов ниже-среднеюрских горизонтов с высокой расчлененностью и содержанием минералов-полупроводников (пирита, сидерита, глауконита и др.), проведена структуризация комплекса геолого-геофизической информации, разработана методология исследования зон с трудноизвлекаемыми запасами на примере месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации.

Ключевые слова: геофизические методы исследований (ГИС), сложнопостроенный коллектор, амплитуда α ПС, фациальный анализ.

This paper discusses the use of geophysical well logging for the interpretation of complex structure oil-saturated intervals of the Lower and Middle Jurassic horizons with high average number of permeable intervals, the content of minerals — semiconductors (pyrite, siderite, glauconite, et al.) for structuring a complex of geological and geophysical information and developing a researching methodology of areas with hard to recover reserves on example of deposits which was in operation for an extended period of time.

Key words: geophysical investigation methods (geophysical well logging), complex structure natural reservoir, α PS amplitude, facies analysis.

Введение. Современный этап исследований обусловлен необходимостью поисков и разведки новых нефтегазоносных площадей и доразведки месторождений поздней стадии разработки, вовлечения в процесс трудноизвлекаемых запасов, что предполагает внедрение инновационных достижений в области проведения и интерпретации геолого-геофизических данных, так как отбор и исследование керн остаются весьма дорогостоящими.

Трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) из юрских отложений в пределах Широкого Приобья приурочены к неантиклинальным ловушкам и представляют собой отдельные изолированные линзы, различного рода тупиковые, застойные или низкопроницаемые зоны, что может быть обусловлено как геологическими, так и технологическими факторами, в том числе применяемыми методами заводнения и увеличения нефтеотдачи (МУН), это провоцирует образование недренируемых или неохваченных водой зон коллектора в силу микронеоднородности пористой среды, снижения пластового давления и других факторов.

Для понимания критериев трудноизвлекаемых запасов воспользуемся наиболее распространенной классификацией ТРИЗ [Лисовский и др., 1994,

2009], согласно которой исследуемые объекты характеризуются: низким коэффициентом проницаемости, частично высокой расчлененностью, низким коэффициентом извлечения нефти, контактно-зонами (нефть—пластовая вода, нефть—газовая шапка), горно-геологическими факторами (глубина, многолетнемерзлые породы), влиянием разработки (выработанностью), величиной начальных извлекаемых запасов (НИЗ) ($\text{НИЗ} < 5 \text{ млн т}$).

Коллектор. Исследования проводились на территории Ямало-Ненецкого, Ханты-Мансийского округов, Тюменской области, Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Фроловской и Среднеобской нефтегазоносных областей (НГО) широтного течения р. Обь. Выбор юрских горизонтов в качестве объектов исследований обусловлен наличием мощной ресурсной базы и многолетним опытом разработки месторождений ХМАО—Югры в разных геолого-промысловых условиях с использованием современных технологий.

Коллекторы ниже-среднеюрских горизонтов представлены грубозернистыми песчаниками, алевролитами континентального происхождения, а также песчано-алевролитоглинистыми породами переходной группы фаций от континентальной к

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра теоретических основ разработки месторождений нефти и газа, профессор; *e-mail:* sheleпов_s@mail.ru

² Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), кафедра современных технологий бурения скважин, доцент; *e-mail:* tov.sing@mail.ru

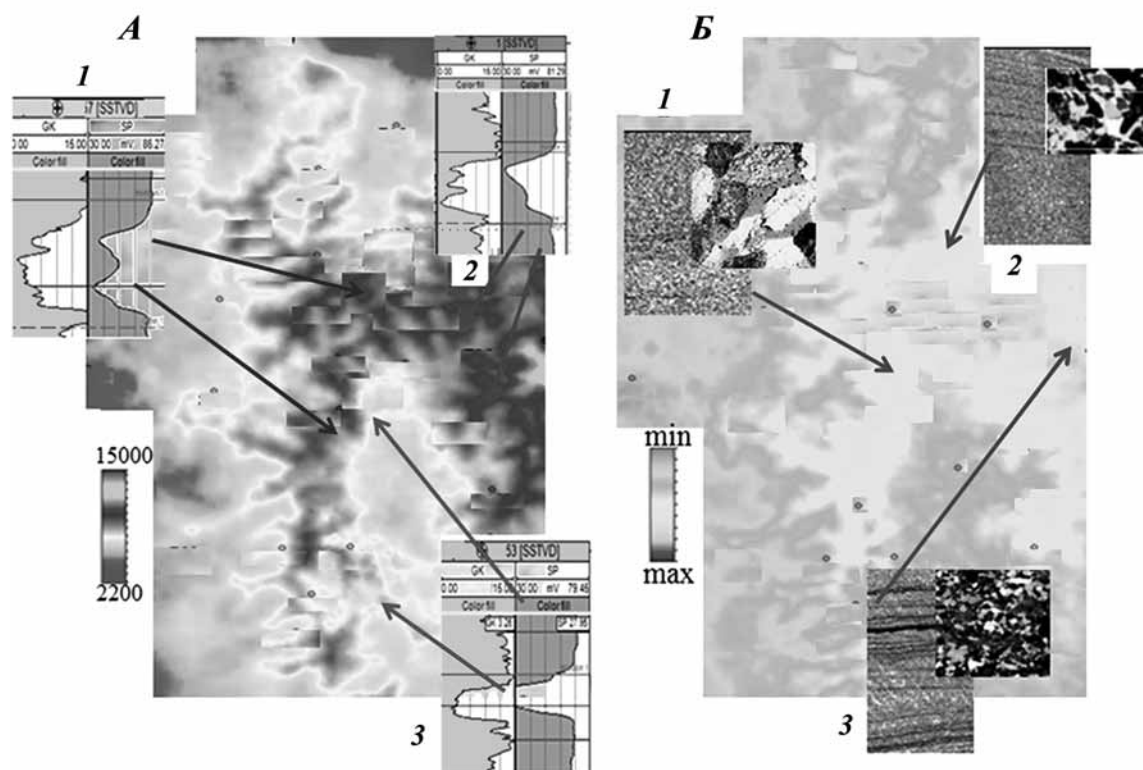


Рис. 1. Схема выделения фаций ниже-среднеюрских горизонтов Широтного Приобья по результатам литолого-фациального анализа и данных ГИС: *А* — результаты выделения «шнурковых» тел (акустический импеданс); *Б* — схема фациального расчленения внутриконтинентальных раннемезозойских отложений, по [Алексеев и др., 2007]. Макрофации: континентальная: ОЗ — отложения застойных и заболачивающихся озер, ОВ — отложения открытых озерных водотоков, КП — пролювиальных отложений, АР — русловых отложений речных долин; переходная: БЗ — заливно-лагунных побережий, БД — подводной части дельты; бассейновая: БП — полуизолированного малоподвижного бассейнового мелководья. Под бассейном понимается обширный пресноводный внутриконтинентальный водоем с выровненным дном и глубиной до нескольких десятков метров

прибрежно-морской и морской обстановке осадконакопления. Промышленная нефтегазоносность горизонта в пределах Широтного Приобья установлена на многих месторождениях Surgutского и Нижневартовского сводов: на Восточно-Моховой площади (глубина 2800–2980 м), Вать-Еганском (глубина 2730–2970 м), Повховском (глубина 2928–2933 м) Сыньеганском (глубина 2795–2837 м), Тундринском месторождениях (глубина 3000 м) и других площадях. Породы-коллекторы приурочены к неантиклинальным ловушкам, обусловленным наличием локальных экранов, которые соответствуют как зонам литологических замещений, так и безамплитудным, малоамплитудным тектоническим нарушениям и представлены широким спектром фаций.

Участки пластов юрских горизонтов с максимальной мощностью приурочены к погруженным частям палеорельефа, бортам Тундринской впадины, Ярсомовского прогиба и соответствуют макрофациям русловых отложений речных долин (АР). Наиболее сложны для диагностики, выявления и геометризации отложения подводной части дельты (БД) (гравийно-песчаные осадочные образования центральной части конусов выноса (БДЦ), песчаные конусов выноса (БДД), алевропесчаные передовой части дельты (БДА)). В пределах центральной и юго-восточной площадей Surgutского

свода, юго-западного участка Нижневартовского свода распространены макрофации заливно-лагунных побережий (БЗ) (песчано-алевролитовые осадочные отложения прибрежных частей заливов (БЗА), полуизолированного малоподвижного бассейнового мелководья (БП), глинисто-алевролитовые осадочные формирования приморских озер (БПО) и песчано-алевролитовые малоподвижного мелководья (БПА)) (рис. 1, *Б*) [Алексеев и др., 2007].

Наибольший интерес для поисково-разведочных работ в пределах Surgutского свода представляют объекты горизонта Ю₂ (средняя юра), представленные отложениями морских трансгрессивных фаций, прибрежно-морского и мелководно-морского генезиса.

Юрский нефтегазоносный комплекс характеризуется выявленными начальными запасами 17,6 млрд т, из них 10 млрд т сосредоточено в ХМАО–Югре [Скоробогатов, 2017]. По данным Центра рационального недропользования имени В.И. Шпилемана прирост запасов в ХМАО–Югре в 2018 г. по сумме промышленных категорий АВ1С1 составляет 277,2 млн т, в том числе за счет поисково-разведочного бурения 76,8 млн т, добыча нефти в 2018 г. составила 236 млн т.

Практически на всей территории Широтного Приобья горизонт Ю₂ (верхи среднего–большая

часть верхнего бата), выделяемый в верхней части тюменской свиты, подразделяется на верхний пласт $Ю_2^1$ и нижний пласт $Ю_2^2$. Нижний пласт представлен в основном осадочными породами континентального происхождения, а верхний — отложениями смешанного генезиса (осадочными образованиями переходных фаций от континентальных к морским и фациями морского мелководья). Наиболее ярко и однозначно об этом свидетельствуют находки морской фауны в кровле тюменской свиты, а также многочисленные следы размывов, довольно часто отмечаемые в керне по всему разрезу пласта $Ю_2^1$. Отметим, что осадочные породы пласта $Ю_2^1$ гораздо многообразней типично континентальных пород пласта $Ю_2^2$, литологически соответствуют полимиктовым песчано-алевритовым породам с цементирующим глинистым материалом каолинового, хлоритового и гидрослюдистого состава, иногда встречается карбонатный цемент. Для континентальных отложений характерно присутствие тонкодисперсного углистого материала в цементе породы, резко ухудшающего коллекторские свойства.

Комплексные исследования горизонта $Ю_2$ проводятся достаточно давно. В начале 2000-х гг. господствовало представление о сплошном контуре нефтеносности горизонта в пределах Сургутского свода, северо-западной части Нижневартовского свода и смежных с ними территорий. Однако реальная картина более сложная, так как распространение юрских ловушек в значительной степени контролируется морфологическими признаками (неантиклинальные ловушки «мозаичного» размещения) и литолого-фациальными факторами, поэтому традиционный подход к поиску залежей углеводородов в горизонте $Ю_2$ не дает однозначного результата [Тюкавкина, 2013.; Шелепов и др., 1995].

Геофизические исследования. Для геометризации и моделирования таких неравномерно-ячеистых зон необходимы не только детальные литолого-фациальные исследования, но и обширный материал геофизических исследований (ГИС) с целью выявления наиболее значительных по объемам зон с наилучшими коллекторскими свойствами.

Для решения этой задачи по результатам сейсморазведки выделены опорные стратиграфические горизонты и установлена пространственно-временная зональность изучаемых горизонтов, которые в дальнейшем сравнивали с данными скважинных ГИС и увязывали с керновым материалом. Высокоразрешающая сейсморазведка позволила картировать значительную площадь исследуемых месторождений с учетом распространения выделенных фаций, изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в объеме каждой фации. По результатам картирования неантиклинальных ловушек и карт акустического импеданса (алгоритм инверсии) стало возможно

выявить участки, характеризующиеся сильной расчлененностью и резким изменением ФЕС. Алгоритм инверсии позволяет решить обратную задачу, если при решении прямой задачи сейсморазведки предполагаемая слоистая модель с данными плотности и скорости в каждом слое обусловлена сейсмическим импульсом и образует сейсмическую трассу, то при инверсии из реальной наблюдаемой сейсмической трассы удаляется сейсмический импульс, в результате получается модель акустического импеданса (АИ) — значение плотности, умноженное на скорость для каждой трассы. Выделенные «шнурковые» тела впоследствии были увязаны с керновым материалом и данными фациального анализа, это позволило закартировать участки русел рек и подводной части дельты (рис. 1, А). Участки с улучшенными коллекторскими свойствами пород представляют собой погребенные русловые отложения, приуроченные к речным палеодолинам, которые в плане имеют рукавообразную форму и незначительную ширину (до 30–40 м) и выявлены по результатам сейсморазведки и данных бурения.

На основании построенных кубов акустического импеданса выделены зоны с лучшими коллекторскими свойствами (фации русел рек и дельты), которым соответствуют значения АИ 7820–800 г/м³·м/с и скорости 3400–3500 м/с. С использованием атрибута RMS-FF (флюид-фактор) построены карты изменения средних значений FF. Результаты АИ сопоставлены с материалами керна и скважинными ГИС-кривыми амплитуды изменения потенциала, самопроизвольно возникающего электрического поля (α ПС) и гамма-каротажа (ГК), что соответствует методам электрометрической геологии В.С. Муромцева [1984], основанным на изучении изменения формы каротажных кривых. С использованием RMS проведена типизация разрезов по фациальному признаку, выделены зоны развития пород-коллекторов с примерно сходными фильтрационно-емкостными свойствами (рис. 2).

Методика интерполяции, применяемая в RMS, основана на анизотропном расчете средних весов вероятности получения наглядного распределения литотипов в объеме 3D-сетки, учитывающей морфологические, петрографические и емкостные свойства коллекторов.

При проведении сопоставления данных ГИС с керновым материалом установлено, что резкая фациальная изменчивость и наличие минералов пирита, сидерита, глауконита в отдельных случаях влияет на изменение α ПС и коэффициента глинистости, что не всегда корректно интерпретируется при выделении сильнорасчлененных зон с запасами нефти.

В неантиклинальных ловушках кривая α ПС не всегда ведет себя однозначно, например: а) при достаточно маломощных песчано-алевритовых

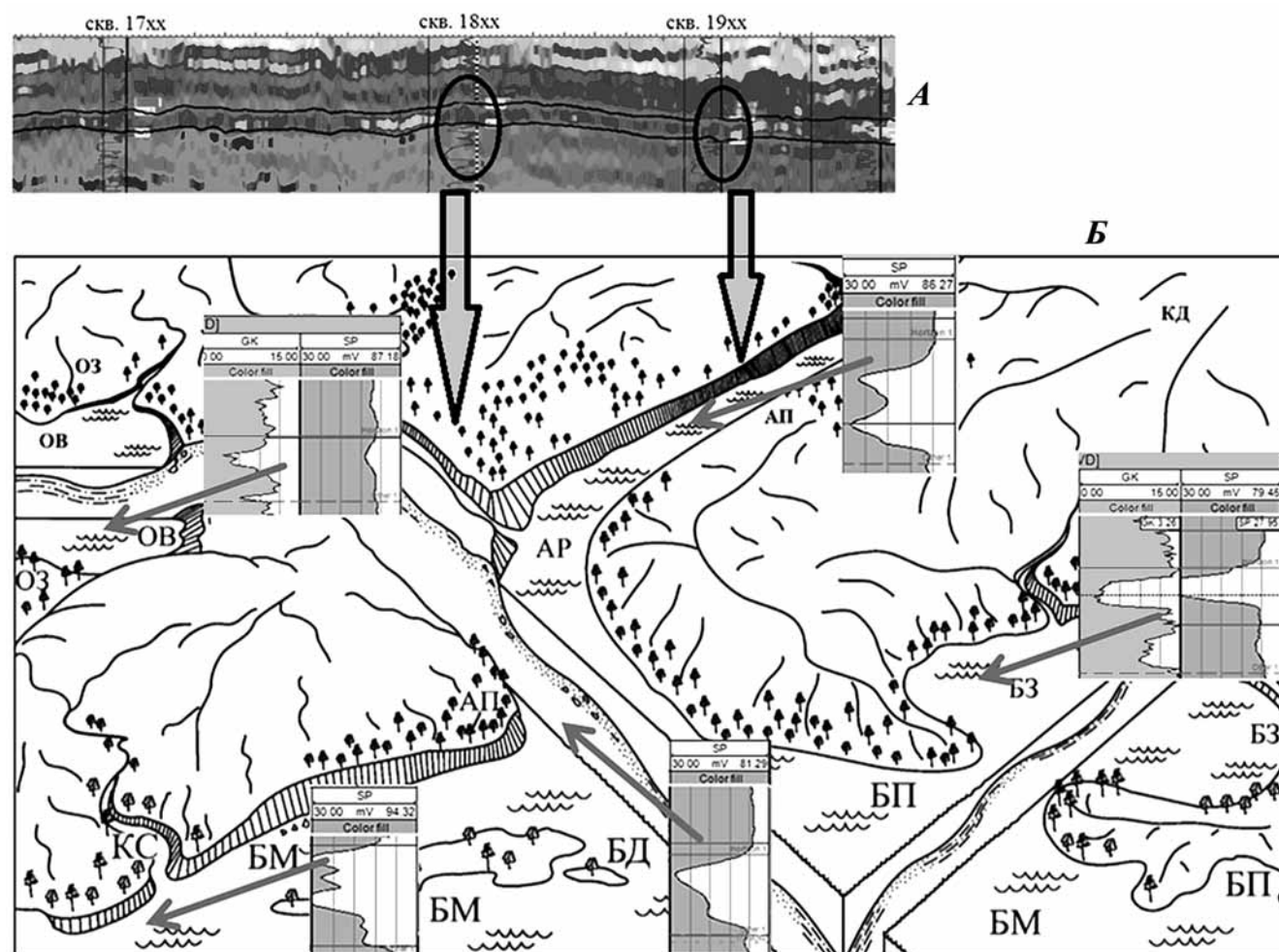


Рис. 2. Сопоставление данных ГИС с исследованиями керна: А — значения изменения акустического импеданса и выделение фаций: 1 — русел рек ограниченно меандрирующего типа, 2 — конусов выноса, 3 — вдольбереговых валов; Б — куб флюид-фактора: 1 — погребенные русловые отложения речных палеодолин, 2 — отложения подводной части дельты, 3 — отложения вдольбереговых валов

прослоях (~0,4–0,6 м) кривая, возможно, просто не успевает на них среагировать в силу инерционности скважинной аппаратуры, при тонком переслаивании имеет небольшую отрицательную аномалию амплитуды сигнала против такого участка; б) в некоторых разрезах отмечается частое наложение противоположных электрометрических моделей с положительными и отрицательными аномалиями, что и приводит к неоднозначному поведению кривой α ПС и невозможности ее правильной интерпретации.

Необходимость выявлять влияние различных геологических параметров на результаты промыслово-геофизических исследований скважин, установление связей и зависимостей между ними отражено в работах В.А. Барамзиной, Б.Ю. Вендельштейна, Н.В. Вилкова, В.Д. Дахнова, В.Н. Дахнова, Л.Н. Долиной, В.А. Долицкого, Л.Ф. Иванчука, Т.С. Изотовой, О.П. Иоффе, И.А. Ирбэ, С.С. Итенберга, В.Н. Кабрановой, С.Г. Комарова, В.И. Курганского, В.И. Логинова, М.Г. Латышевой, Д.А. Мельникова, В.С. Муромцева, Р.Г. Нанца, Р.К. Петрова, С.И. Пирсона,

А.О. Пуша, Р.А. Резванова, С.Д. Рябчуна, С. Сайта, Л.С. Чернова, Н.И. Чернышева, Ю.В. Шелтона, М.А. Шпольской, И.Е. Эйдемана и других, где отмечено, что для фаций с наличием пирита и сидерита, образующихся с разложением органических остатков без доступа свободного кислорода в более глубоких участках водных бассейнов, при интерпретации кривых сопротивления наблюдается резкое уменьшение значений, что обусловлено повышенной электропроводностью этих минералов. Образование глауконита характерно для мелкого моря в начале трансгрессивного цикла и при замедленной скорости осадконакопления, в среде, переходной от окислительной к восстановительной, что в пределах ниже-среднеюрских горизонтов Широкого Приобья отражается в резком снижении значений кривой КС и фиксируется в пластах мощностью 0,5–1 м, в целом мощность таких отложений в пределах исследуемой площади часто достигает 5 м.

При сопоставлении результатов исследования ядерного материала, результатов опробования и испытания пластов с геофизическими данными

(изменением поведения кривых ПС и ГК) отмечено, что в кровельной части пласта и в некоторых участках на границе тюменской и васюганской свит прослеживается наличие глауконита, сидерита, пирита, что необходимо учитывать при интерпретации и корреляции кривых ПС, КС, ГК. Литологическая и фациальная неоднородность отложений отражается на петрофизических характеристиках пород различных типов разрезов.

Выявленная закономерность позволяет избежать существенных ошибок при корреляции сложнопостроенных коллекторов в скважинах, не охарактеризованных керном, при проведении литолого-фациальных исследований для установления зон юрских коллекторов с различными ФЕС и выделения площадей для бурения скважин, а также при подсчете запасов и др.

Выводы. 1. При проведении корреляции разреза пласта Ю₂¹ установлены определенные закономерности изменения формы кривых ПС, ГК на участках пласта с содержанием глауконита, пирита, сидерита.

2. Более продуктивные скважины расположены в зонах с нефтенасыщенной толщиной пласта 5–7 м при относительно четко выделяемой аномалии α ПС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Алексеев В.П., Федоров Ю.Н., Маслов А.В. и др. Состав и генезис отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: УГГУ, 2007. 209 с.

Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестн. ЦКР Роснедра. 2009. № 6. С. 33–34.

Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.

Скоробогатов В.А. Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее //

3. Анализ литологических особенностей разреза пласта Ю₂¹ показал, что его отложения формировались в крайне неустойчивых и часто меняющихся физико-географических условиях (в переходных геодинамических обстановках от аллювиальных к прибрежно-морским отложениям), что отражается на изменении кривых α ПС, и на электрометрических моделях они могут быть выражены по-разному в зависимости от преобладания тех или иных условий осадконакопления.

4. В скважинах, вскрывших сильнорасчлененный пласт Ю₂, кривая ПС крайне плохо дифференцирована, что с литологической точки зрения объясняется глинистой составляющей. Сильнорасчлененные нефтенасыщенные песчаные пласты толщиной 0,5–0,6 м (иногда 1–1,5 м) не всегда попадают в пределы разрешающей способности методов электрометрии в скважинах, следовательно, для этих участков интерпретацию необходимо проводить с использованием максимального числа ГИС и предварительной литолого-петрофизической интерпретации разрезов (керна–ГИС), комплекса исследования керна и фациального анализа (керна–керна).

Науч.-техн. сб. Вести газовой науки. 2017. № 3 (3). С. 36–58.

Тюкавкина О.В. Современные методы выявления зон сложнопостроенных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами для принятия эффективных проектных решений // Изв. вузов. Горный журн. 2013. № 8. С. 50–58.

Шелепов В.В., Заринов О.Г., Камалетдинов Р.А., Чернова Л.И. Условия формирования и строения горизонта БВ-8 Повховского месторождения (Западная Сибирь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 1995. № 2. С. 12.

Поступила в редакцию 14.06.2019

Поступила с доработки 00.00.2020

Принята к публикации 00.00.2020