

О природе палеозойских залежей нефти и их поисковом «отражении» в геофизическом разрезе юрских пластов (юго-восток Западной Сибири)

В.И. Исаев¹, А.О. Алеева¹, Г.А. Лобова¹, О.С. Исаева², В.И. Старостенко³, 2021

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

²Томский филиал федерального государственного учреждения «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу», Томск, Россия

³Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев, Украина
Поступила 16 октября 2020 г.

На большинстве месторождений Западной Сибири промышленное значение имеют горизонты сеномана, неокома и, прежде всего, верхней юры. Месторождения находятся на поздней стадии разработки, ресурсная база юрского горизонта в значительной степени исчерпана. Промышленная нефтегазоносность отложений в доюрском (палеозойском) нефтегазоносном комплексе выявлена на всей площади нефтегазоносной провинции. Значительные работы по оценке нефтегазоносности доюрских отложений проводятся на юго-востоке, на территории Томской области, в пределах которой открыто 13 залежей углеводородов в палеозое.

В качестве обоснования нового критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей сформулирована авторская гипотеза аномальности геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов — уникальности «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза. Палеозойские образования рассматриваются как комплекс с самостоятельным нефтегенерационным потенциалом, что вызывает восходящую миграцию углеводородных флюидов. Наряду с этим выявляется нисходящая направленность вертикальной межпластовой миграции углеводородов из юрских материнских свит в доюрский комплекс. Концептуально принято, что в случае и восходящей, и нисходящей миграции флюидов происходят процессы наложенного эпигенеза, в результате которых горные породы транзитных юрских пластов испытывают вторичные эпигенетические преобразования, что обуславливает их аномальные геофизические и петрофизические характеристики.

Проведен анализ и сопоставление геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов разного типа месторождений Томской области: без признаков нефтеносности доюрского разреза, с промышленными притоками в доюрском комплексе и невыясненного типа. Результаты исследований удельного электрического сопротивления и карбонатизации юрских пластов в разрезах 200 скважин, а также вариаций потенциала самопроизвольной поляризации, уровня электрического сопротивления и естественной радиоактивности баженовской свиты подтвердили аномальность геофизики и петрофизики юрских пластов месторождений, имеющих залежи в доюрском комплексе.

Определены шесть геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов как прогностических показателей для оценки нефтегазоносности палеозойского разреза.

Выполнен анализ эффективности приложения прогностических показателей для диагностики месторождений без залежей и месторождений с залежами в доюрском комплексе, для разных поисковых ситуаций на площади прогноза, с учетом

возможного комплексирования показателей, их ранга значимости и фактической доступности. Констатирована предпочтительность комплексирования прогностических показателей.

Использование нового критерия прогнозирования повысит эффективность поисков в новом приоритетном стратиграфическом горизонте — палеозойском, отнесенном к трудноизвлекаемой нефти.

Ключевые слова: палеозойский нефтегазоносный комплекс, аномальность геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов как поисковый критерий, юго-восток Западной Сибири.

Введение. Западно-Сибирская плита характеризуется широким диапазоном нефтегазоносности геологического разреза. На большинстве месторождений промышленное значение имеют горизонты сеномана, неокома и, прежде всего, верхней юры, которые детально охарактеризованы керновым материалом, данными геофизических исследований скважин и результатами испытаний [Brekhtunsov et al., 2011; Isaev et al., 2019].

В настоящее время на территории Западной Сибири месторождения находятся на поздней стадии разработки, ресурсная база юрского горизонта в значительной степени исчерпана. В связи с этим возникает необходимость повышения коэффициента извлечения нефти на действующих месторождениях [Кузьменков и др., 2020], поисков и освоения зон нефтегазоаккумуляции в новых стратиграфических горизонтах, главным образом в сланцевой формации баженовской свиты [Исаев и др., 2016; 2018; Кузьменков и др., 2019], а также в доюрском нефтегазоносном комплексе [Лобова и др., 2015; 2018; 2019]. Все перечисленные объекты отнесены к трудноизвлекаемой нефти [Кузьменков и др., 2018], но являются инвестиционно привлекательными в контексте приуроченности к территориям нефтепромыслов с уже развитой инфраструктурой.

Промышленная нефтегазоносность отложений в доюрском (палеозойском) нефтегазоносном комплексе (НГК) выявлена на всей площади Западной Сибири (рис. 1). Значительные работы по оценке нефтегазоносности доюрских отложений проводились на юго-востоке, на территории Томской области (Нюрольская мегавпа-

дина), в пределах которой открыто 13 залежей углеводородов (УВ) в карбонатных, кремнисто-глинистых, песчаных и гравелитовых отложениях.

Разнообразие подходов к проблеме формирования месторождений УВ в палеозойском НГК Западной Сибири, вариантный выбор фактических материалов и различные методы их интерпретации привели к многообразию концепций о нефтегазоносности палеозойских отложений.

О концепции «главного источника» палеозойской нефти высказываются и обосновываются два варианта, рассматриваемые как ортодоксально альтернативные, так и взаимно не исключающие.

По первой концепции палеозойские отложения рассматриваются как нефтеаккумулирующий комплекс с высоким самостоятельным нефтегенерационным потенциалом, приводящий к восходящей миграции УВ-флюидов [Abyla et al., 2008; Ступакова и др., 2015; Галиева и др., 2020; Коржов и др., 2020]. Также восходящая миграция УВ основывается на рассмотрении глубинных тепловых и материальных потоков [Кудельский, 2014; Лукин, Шестопалов, 2018]. Здесь можно заметить, что по новейшим оценкам процессов многостадийного и полициклического преобразования и переноса углерода в коре и мантии количество углеводородных газов глубинного происхождения не может формировать крупные газовые и нефтегазовые месторождения [Сорохтин и др., 2018].

Обоснование второй концепции сводится к следующему. Системный анализ геохимических и литолого-петрографических данных, а именно посредством геохимической корреляции состава нефтей и битум-

моидов нефтематеринских пород [Коржов и др., 2013; 2013а; Мадишева и др., 2020], изотопного состава углерода [Голышев и др., 2020] и ЯМР-спектров [Оздоев и др., 2020] нефтей выявляет нисходящую направленность вертикальной межпластовой миграции углеводородов из юрских свит в доюрский комплекс.

Таким образом, многовариантный концептуальный подход к вопросу «главного источника» — к вопросу происхождения залежей нефти и газа в палеозое — вызывает существенную неоднозначность рекомендаций относительно стратегии поисков залежей не только в доюрском основании, но и в юрском комплексе.

Вместе с тем вследствие возможной как восходящей, так и нисходящей миграции химически агрессивной смеси УВ-флюидов происходят процессы наложенного эпигенеза, в результате которых горные породы испытывают вторичные преобразования, включая карбонатизацию транзитных пластов [Мельник, 2013; Мельник и др., 2020]. Следовательно, интенсивность вторичных процессов, выраженная в аномальности петрофизических характеристик транзитных пластов, может служить индикатором присутствия очагов генерации, путей миграции, «терминальных точек» (зон нефтесбора), т. е. критерием их обнаружения.

Поэтому в работе [Алеева, Исаев, 2019] в качестве обоснования нового критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей УВ сформулирована гипотеза аномальности петрофизиче-

ских характеристик транзитных пластов — уникальности «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза. Эта гипотеза была аргументирована результатами изучения геофизических и петрофизических юрских разрезов 63 поисковых и разведочных скважин в Томской обл., вскрывших палеозойские

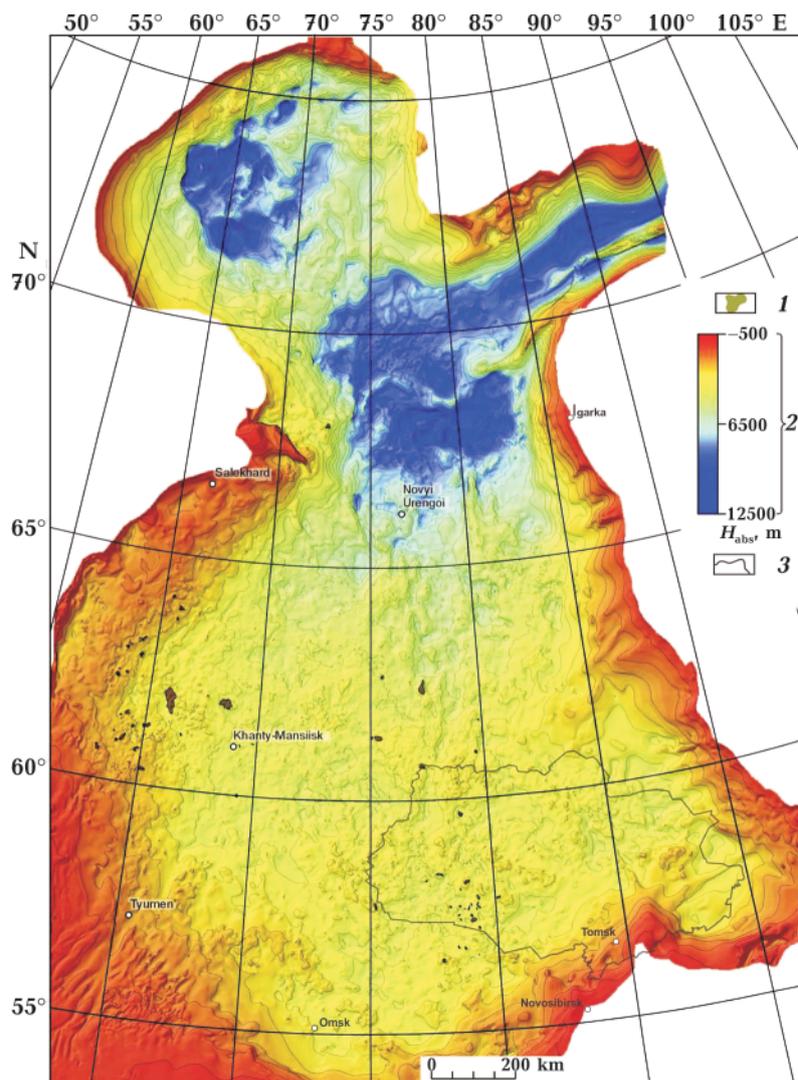


Рис. 1. Положение месторождений углеводородов доюрского нефтегазоносного комплекса Западно-Сибирской плиты на структурной карте по реперному сейсмическому горизонту, приуроченному к подошве юрских отложений (по [Brekhtunsov et al., 2011]): 1 — месторождение; 2 — шкала глубин кровли доюрских образований; 3 — административная граница Томской области.

Fig. 1. Position of hydrocarbon deposits of the Pre-Jurassic oil and gas complex of West Siberian plate on the structural map along the reference seismic horizon, confined to the base of the Jurassic deposits (after [Brekhtunsov et al., 2011]): 1 is a deposit; 2 is a scale of the top depths of Pre-Jurassic formations; 3 is an administrative border of the Tomsk region.

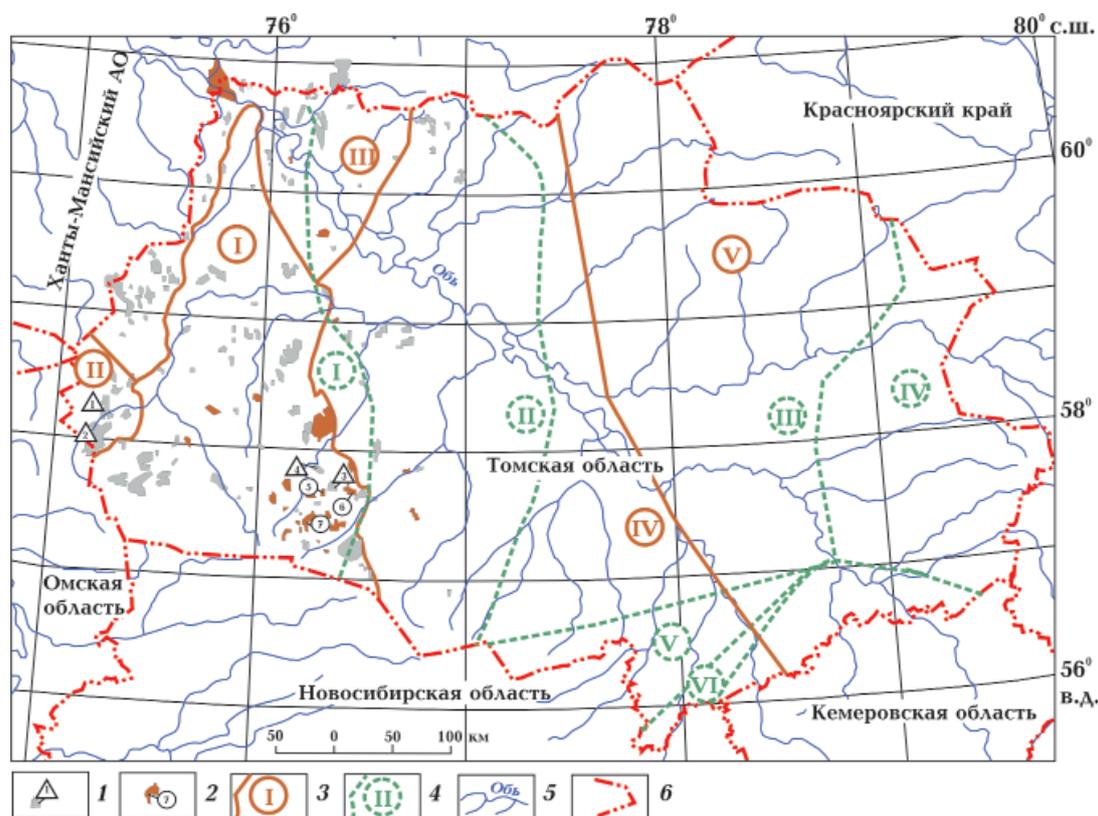


Рис. 2. Обзорная схема территорий исследования на основе структурно-фациального районирования верхнеюрских [Решение..., 1991] и доюрских [Решение..., 1999, Исаев, 2007] отложений. Месторождение с залежами: 1 — только в верхнеюрском НГК (изучаемые: 1 — Двуреченское, 2 — Крапивинское, 3 — Западно-Останинское, 4 — Пельгинское; 5 — Смоляное); 2 — в доюрском НГК (изучаемые: 6 — Герасимовское, 7 — Останинское, 8 — Нижнетабаганское); 3 — граница структурно-фациальной зоны по палеозойским отложениям (I — Нюрольская, II — Туйско-Барабинская, III — Никольская, IV — Колпашевская, V — Вездеходная); 4 — граница верхнеюрского структурно-фациального района (I — Пурпейско-Васюганский, II — Сильгинский, III — Ажарминский, IV — Чулымо-Тасеевский, V — Тебисский, VI — Баганский); 5 — речная сеть; 6 — административная граница Томской области.

Fig. 2. Overview of the territory research based on the structurally facial zoning of Upper Jurassic [Decision..., 1991] and Pre-Jurassic [Decision..., 1999, Isaev, 2007] deposits. Field with deposits: 1 — only in the Upper Jurassic oil and gas complex (studied: 1 — Dvurechenskoe, 2 — Krapivinskoe, 3 — West-Ostaninskoe, 4 — Pelginskoe; 5 — Smolyanoe); 2 — in the Pre-Jurassic oil and gas complex (studied: 6 — Gerasimovskoe, 7 — Ostaninskoe, 8 — Nizhnetabaganskoe); 3 — a boundary of the structurally facial zone along the Paleozoic deposits (I — Nyurol'skaya, II — Tuisko-Barabinskaya, III — Nikolskaya, IV — Kolpashevskaya, V — Vezdekhodnaya); 4 — a border of the Upper Jurassic structurally facial region (I — Purpeysko-Vasyugansky, II — Silginsky, III — Azharminsky, IV — Chulymo-Taseevsky, V — Tebissky, VI — Bagansky); 5 — a river network; 6 — an administrative border of the Tomsk region.

залежи нефти на Герасимовском месторождении, и только юрские залежи нефти на Крапивинском месторождении (рис. 2).

Для дальнейших исследований были выбраны две территории на юго-востоке Западной Сибири, включающие месторождения разных типов. Одна территория выделена в составе Каймысовского нефтегазоносного района (НГР), которая характеризуется наличием месторождений с за-

лежами УВ только в юрском НГК, вторая — в составе Пудинского и Межовского НГР, которая характеризуется месторождениями с залежами как в юрском, так и доюрском НГК.

В соответствии со схемой структурно-фациального районирования Западно-Сибирской плиты территории исследования расположены в одной структурно-фациальной зоне по келловей и верх-

ней юре — в Пурпейско-Васюганском структурно-фациальном районе, но в *разных* структурно-фациальных зонах (СФЗ) по палеозою (см. рис. 2). Месторождения, отнесенные к первому типу, расположены на территории Туйско-Барабинской СФЗ по палеозою, а месторождения, отнесенные ко второму целевому типу, территориально приурочены к Нюрольской СФЗ по палеозою.

Формирование келловей-кимериджских осадков в пределах *Пурпейско-Васюганского СФР* происходило в прибрежной части моря. Оксфордские образования представлены алевроито-песчаной толщей морского седиментогенеза, характеризующейся значительной песчаностью и низкой расчлененностью [Рыжкова и др., 2020]. Большая часть залежей УВ верхнеюрского разреза относится к горизонту Ю₁, входящему в состав васюганской свиты.

В *Туйско-Барабинской СФЗ* установлены два типа разрезов девонских образований [Волченкова, 2017]. Первый, западный, отличается карбонатным и терригенным составом пород с примесью известняков и туфогенных пород. Во втором типе разреза, характерном для территории наших исследований, девонские отложения представлены толщей, включающей переслаивание глинистых известняков, туфов и туффитов, туфогенных песчаников, глинисто-кремнистых пород и аргиллитов. Каменноугольные отложения, как и девонские, образуют два типа разреза: существенно терригенный и туфогенно-эффузивный.

Фациальный профиль девонской системы *Нюрольской СФЗ* отличается от отложений девона соседних структурно-фациальных зон преобладанием морских отложений, характеризуется наличием в разрезе свит преимущественно карбонатного состава, относимых к рифогенно-аккумулятивному типу осадконакопления [Исаев, 2007]. По результатам глубокого бурения, вскрывшего палеозойские отложения, получены промышленные притоки УВ.

Для обоснования гипотезы аномального «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающих юрских отложений проведен детализированный анализ геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза на ***Герасимовском нефтегазоконденсатном месторождении, имеющем залежи в доюрском основании, и на Крапивинском нефтяном месторождении только с юрскими залежами нефти*** [Алеева, 2020]. Отметим, что по палеозою Крапивинское месторождение находится в Туйско-Барабинской СФЗ, а Герасимовское — в Нюрольской СФЗ. Однако по келловей и верхней юре эти месторождения относятся к одному СФР — Пурпейско-Васюганскому (см. рис. 2).

Исследованиями 18-ти скважин установлено, что **юрские** нефтенасыщенные пласты-коллекторы Герасимовского месторождения, по результатам расчета удельного электрического сопротивления (УЭС) имеют $УЭС=8\div 20$ Ом·м при среднем значении 13 Ом·м. А по результатам расчета УЭС нефтенасыщенных пластов 28-ти скважин Крапивинского месторождения установлено, что юрские пласты-коллекторы имеют $УЭС=6\div 8$ Ом·м при среднем значении 7 Ом·м. Как и предполагалось в рамках гипотезы, юрские пласты-коллекторы Герасимовского месторождения *аномально*, практически в 2 раза, более высокоомные, чем пласты Крапивинского месторождения. Вероятно, высокоомность юрских пластов Герасимовского месторождения есть результат нисходящей либо восходящей миграции УВ-флюидов, приводящей к процессам наложенного эпигенеза, в том числе к карбонатизации транзитных пластов-коллекторов. Расчет карбонатности юрских пластов объемным газометрическим методом [Aleksandrov et al., 2017] показал, что среднее значение $C_{карб.}$ пластов Герасимовского месторождения составляет 5 %, а Крапивинского — 2 %. Другими словами, в интервалах юрских пластов Герасимовского месторождения, имеющего залежи в доюрском НГК, средние показания $C_{карб.}$ в 2,5 раза превыша-

ют показания $S_{\text{карб.}}$ в интервалах юрских пластов Крапивинского месторождения, не имеющего залежи в доюрском НГК.

В результате сопоставления геофизической характеристики **верхнеюрской баженовской свиты** Герасимовского и Крапивинского месторождений были выявлены следующие различия: на Герасимовском месторождении в интервале баженовской свиты вариации показаний метода потенциалов собственной поляризации (ПС) составляют $\pm(1-2)$ мВ, уровень УЭС=39÷53 Ом·м и уровень естественной радиоактивности 26—33 мкР/ч. А на Крапивинском месторождении вариации показаний ПС составляют $\pm(2-5)$ мВ, уровень УЭС=92÷174 Ом·м и уровень естественной радиоактивности 42—56 мкР/ч. Можно предположить, что на Герасимовском месторождении отсутствие вариаций ПС свидетельствует о ее более однородном (выравненном?) составе, а низкий уровень УЭС и естественной радиоактивности — о более бедном (обедненном?) содержании органического вещества.

Для дальнейшего обоснования гипотезы аномального «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающих юрских отложений как возможного критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей УВ проведен анализ геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза на **Останинском нефтегазоконденсатном месторождении, имеющем залежи в доюрском основании, и на Двуреченском нефтяном месторождении только с юрскими залежами нефти** [Алеева и др., 2020]. По палеозою Двуреченское месторождение находится в Туйско-Барабинской СФЗ, а Останинское — в Нюрольской СФЗ. Но по келловей и верхней юре эти месторождения относятся к одному СФР — Пурпейско-Васюганскому (см. рис. 2).

Исследованиями установлено, что **юрские** пласты-коллекторы Останинского месторождения по результатам расчета УЭС пластов 14-ти поисково-оценочных и разведочных скважин имеют для нефтенасыщенных пластов УЭС=11÷21 Ом·м

при среднем значении 14 Ом·м, для водонасыщенных пластов УЭС=5÷9 Ом·м при среднем значении 7 Ом·м. По результатам расчета УЭС пластов 14-ти скважин Двуреченского месторождения установлено, что юрские пласты-коллекторы имеют для нефтенасыщенных пластов УЭС=6÷12 Ом·м при среднем значении 8 Ом·м, для водонасыщенных пластов УЭС=2÷5 Ом·м при среднем значении 4 Ом·м. Как видно, юрские пласты-коллекторы Останинского месторождения существенно, практически в 2 раза, более высокоомные, чем юрские пласты-коллекторы Двуреченского месторождения.

Очевидно, высокоомность транзитных юрских пластов Останинского месторождения есть следствие нисходящей/восходящей миграции УВ-флюидов, обеспечивающей либо нефтесбор(?) в ловушках доюрского НГК, либо являющейся элизией(?) углеводородов доюрского НГК как самостоятельного генерирующего комплекса. Так, процессы наложенного эпигенеза приводят к вторичной, наложенной, и, как следствие, *аномальной* карбонатизации транзитных пластов-коллекторов, а следовательно, к аномальному увеличению их УЭС. Простой расчет общей карбонатности юрских пластов-коллекторов показывает, что среднее значение $S_{\text{карб.}}$ юрских пластов Останинского месторождения составляет 5 %, а Двуреченского — 1 %. Следует заметить, что повышенная карбонатизация юрских пластов Останинского месторождения закономерно приводит к снижению пористости пластов. Так, если обобщенная пористость юрских пластов Двуреченского месторождения составляет 16 %, то пористость юрских пластов Останинского месторождения заметно ниже — 14 %.

Что касается геофизической характеристики **баженовской свиты**, то она оказывается значимо разной у Останинского и Двуреченского месторождений. Установлено, что на Останинском месторождении геофизические характеристики баженовской свиты следующие: вариации показаний метода ПС= $\pm(1-2)$ мВ;

уровень УЭС=32÷42 Ом·м; уровень естественной радиоактивности 36—44 мкР/ч. А на Двуреченском месторождении вариации показаний ПС=±(5—8) мВ; уровень УЭС=95÷111 Ом·м; уровень естественной радиоактивности 40—59 мкР/ч. Возможно, что на Останинском месторождении отсутствие вариаций ПС свидетельствует о ее более однородном (выравненном?) составе, а низкий уровень УЭС и естественной радиоактивности — о более бедном

(обедненном?) содержании органического вещества.

Таким образом, на примере Герасимовского, Останинского, Крапивинского и Двуреченского месторождений на основе сравнительного анализа геофизической и петрофизической характеристики юрских отложений, вскрытым в 74 глубоких скважинах, установлено, что эти характеристики являются значимо разными для месторождений, имеющих залежи УВ как

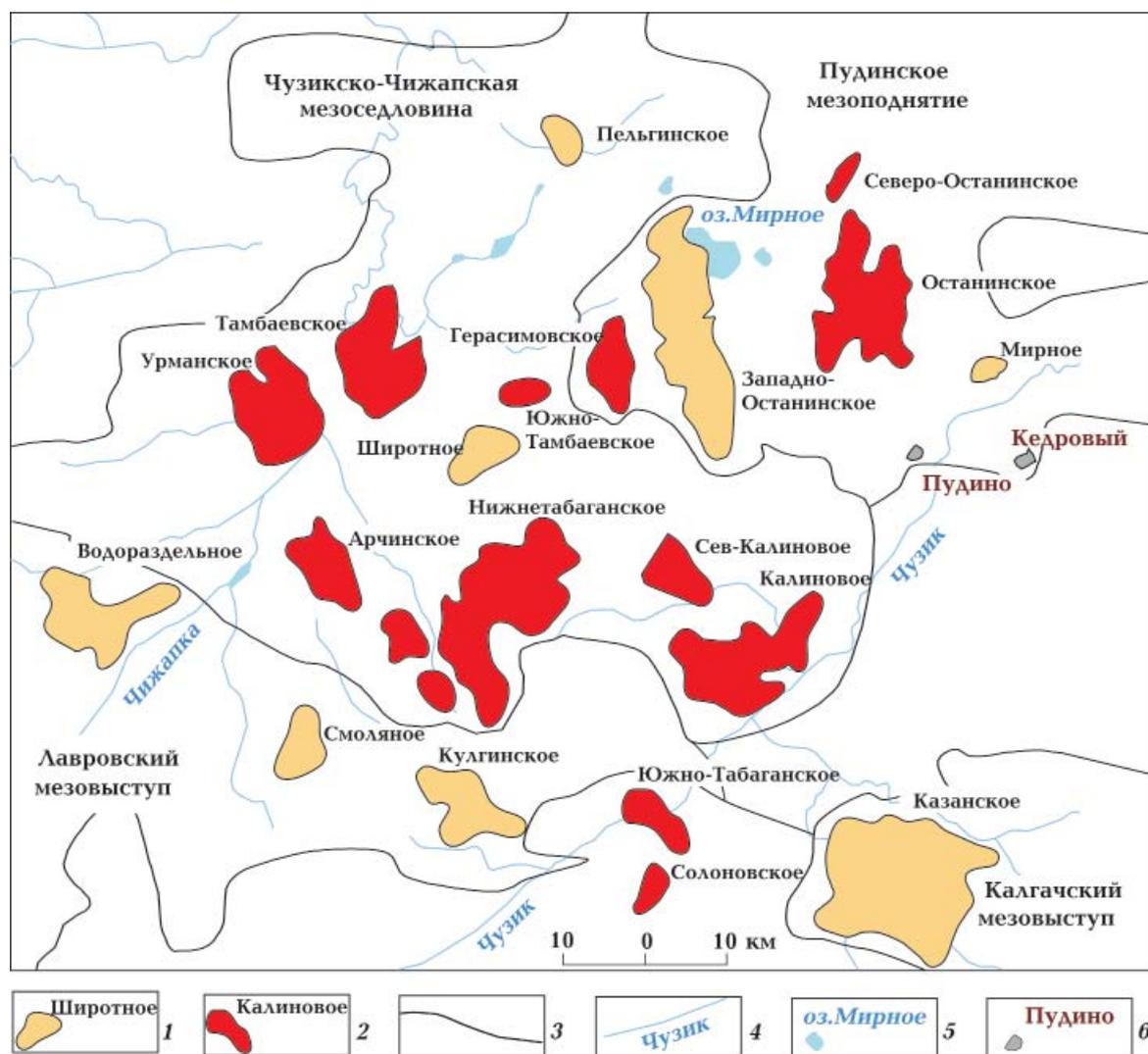


Рис. 3. Схема размещения группы месторождений углеводородов в пределах Ньюрольской структурно-фациальной зоны по палеозою: 1, 2 — месторождение и его название (1 — в юрских НГК, 2 — в юрских и доюрском НГК); 3 — контур тектонического элемента II порядка платформенного чехла, по [Конторович, 2002]; 4 — речная сеть; 5 — озеро; 6 — населенный пункт.

Fig. 3. Layout of hydrocarbon fields group within Nyurolsk structurally facial zone in the Paleozoic: 1, 2 — a field and its name (1 — in the Jurassic oil and gas complex, 2 — in Jurassic and Pre-Jurassic oil and gas complex); 3 — a contour of a tectonic element of the second order of the platform cover, after [Kontorovich, 2002]; 4 — a river network; 5 is a lake; 6 is a settlement.

в юрском, так и в доюрском комплексах и месторождений, представленных только юрскими продуктивными пластами. Вместе с тем, и первый и второй тип месторождений территориально приурочены к одному юрскому СФР — Пурпейско-Васюганскому, т. е. оба типа месторождений весьма сходны по особенностям юрского осадкообразования и тектонического строения. Следовательно, отличительные особенности геофизических и петрофизических характеристик сформировались в послееюрское время под воздействием вторичных эпигенетических

процессов. Скорее всего, эти процессы порождены вертикальной нисходящей/восходящей миграцией УВ-флюидов в послееюрское время.

Далее проведем анализ геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов месторождений, расположенных не только в пределах одного юрского СФР — Пурпейско-Васюганского, но и в пределах одной палеозойской СФЗ — Нюрольской. Это — месторождения (см. рис. 2, 3): Нижнетабаганское (с промышленными притоками УВ в доюрском комплексе); Западно-Останинское (с при-

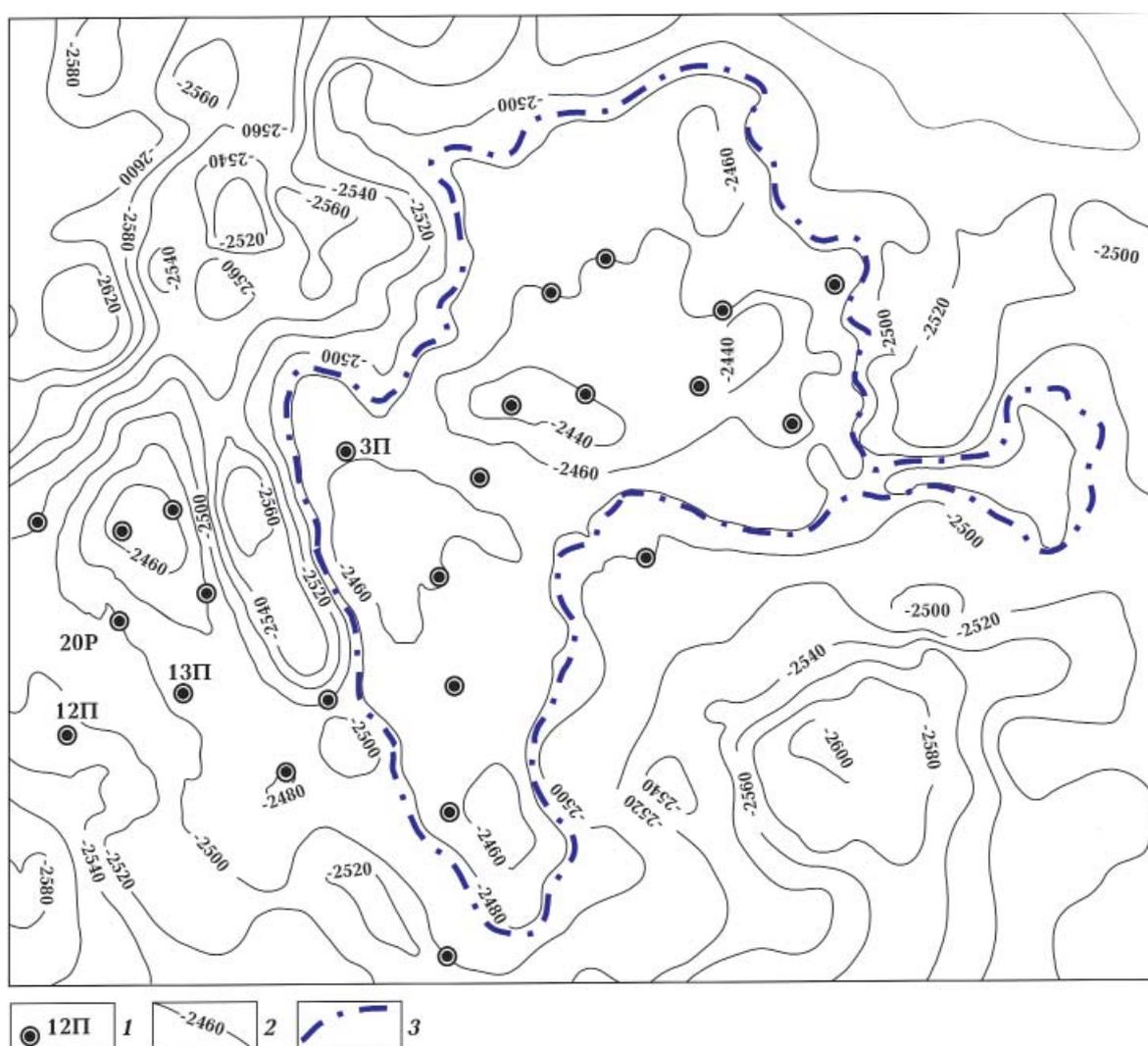


Рис. 4. Схема Нижнетабаганского нефтегазоконденсатного месторождения: 1 — скважина и ее номер; 2 — сейсмоизогипса кровли пласта J_1^1 ; 3 — контур ВНК по пласту J_1^1 .

Fig. 4. Scheme of Nizhnetabaganskoe oil and gas condensate field: 1 — the well and its number; 2 — the seismic isogypsum of the top of the J_1^1 formation; 3 — the contour of oil-water contact of the reservoir J_1^1 .

знаками УВ в керне доюрских образований); Пельгинское и Смоляное (без признаков нефтеносности доюрского разреза).

Нижнетабаганское нефтегазоконденсатное месторождение. Нефтегеологическая характеристика месторождения. В тектоническом плане по платформенному чехлу Нижнетабаганское месторождение расположено в пределах одноименного локального поднятия, в южной части Чузыкско-Чижапской мезоседловины в зоне сочленения Лавровского и Калкачского мезовыступов и Пудинского мезоподнятия (см. рис. 3).

В геологическом строении месторождения принимают участие палеозойские образования доплатформенного комплекса и мезозойско-кайнозойские осадочные отложения платформенного чехла. Литологические образования доплатформенного комплекса представлены различными известняками — глинистыми и биогермными серого и коричневатого-серого цвета, карбонатно-кремнисто-глинистыми породами коры выветривания, а юрские пласты представлены песчаниками и алевролитами серыми и темно-серыми, мелкозернистыми, крепко- и среднесцементированными с прослоями углистого детрита и вкраплениями пирита. На керновом материале встречаются интервалы с запахом и выпотами нефти.

Нефтегазоносность месторождения связана с отложениями васюганской свиты — пласт Ю₁¹, тамбаевской свиты — пласты Ю₃, Ю₅ и доюрского фундамента — пласты М, М₁₋₁₀ (рис. 4).

Пласт Ю₁¹ является основным продуктивным пластом на месторождении и приурочен к верхней части васюганской свиты. Литологически пласт представлен песча-

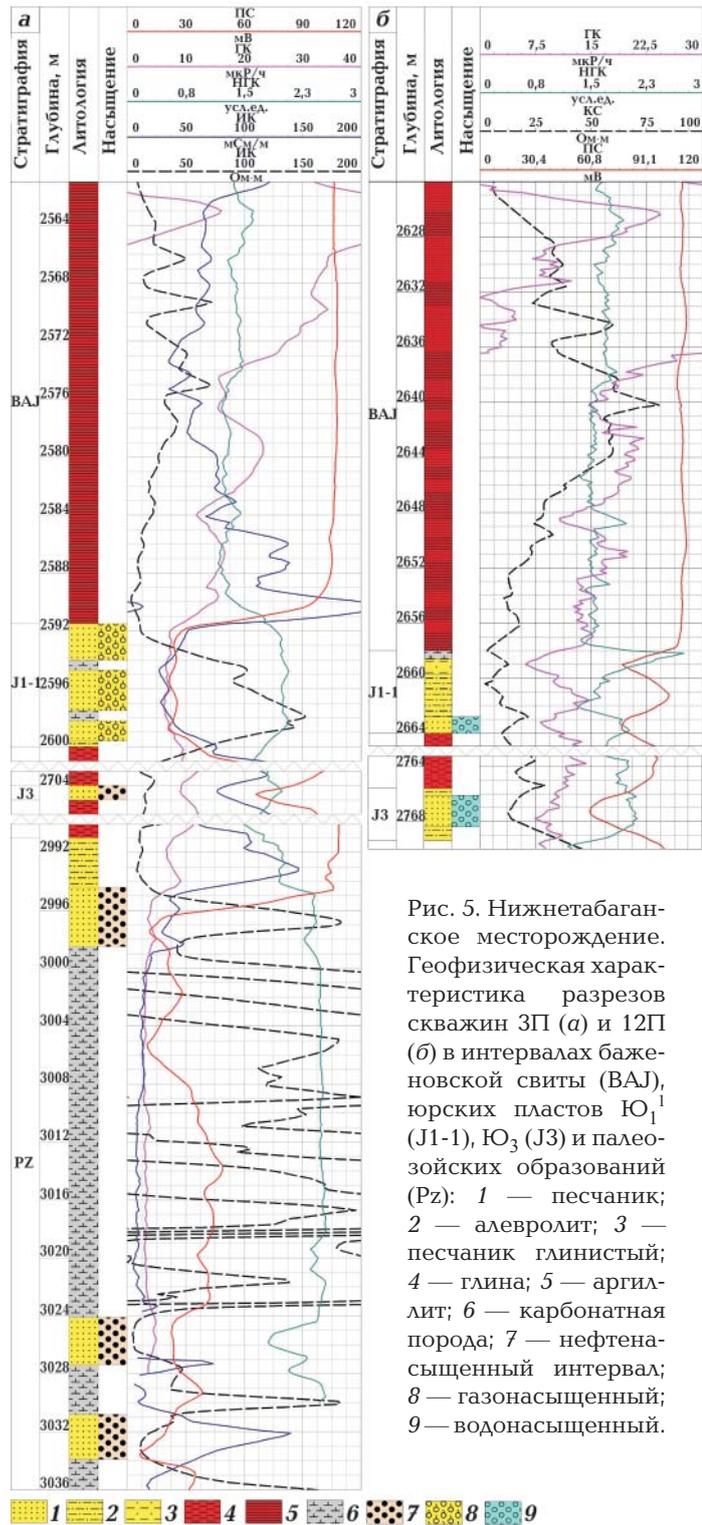


Рис. 5. Нижнетабаганское месторождение. Геофизическая характеристика разрезов скважин 3П (а) и 12П (б) в интервалах баженовской свиты (BAJ), юрских пластов Ю₁¹ (J1-1), Ю₃ (J3) и палеозойских образований (Pz): 1 — песчаник; 2 — алевролит; 3 — песчаник глинистый; 4 — глина; 5 — аргиллит; 6 — карбонатная порода; 7 — нефтенасыщенный интервал; 8 — газонасыщенный; 9 — водонасыщенный.

Fig. 5. Nizhnetabaganskoe field. Geophysical characteristics of wells sections 3P (a) and 12P (b) in the intervals of Bazhenov suite (BAJ), Jurassic formations J₁¹ (J1-1), J₃ (J3) and Paleozoic formations (Pz): 1 — sandstone; 2 — siltstone; 3 — clayey sandstone; 4 — clay; 5 — argillite; 6 — carbonated sandstone; 7 — oil-saturated intervals; 8 — gas-saturated; 9 — water-saturated.

никами светло-серыми, серыми, до темно-серых, мелко-, средне-, реже крупнозернистыми, крепко сцементированными с прослоями алевrolита и аргиллита. В пределах пласта выделены четыре газоконденсатные залежи. Коэффициент открытой пористости определен по керну и комплексу ГИС и составляет 12—20 %.

Пласт Ю₃ залегает в верхней части тамбаевской свиты и является наиболее крупным объектом по запасам нефти. В пределах пласта выделены четыре нефтяные залежи, доказано наличие газовых шапок. По данным керна материала пласт неоднородный и представлен различными ассоциациями алевро-песчаных и песчано-алевритовых пород. Коэффициент открытой пористости равен 18 %.

Пласт Ю₅ приурочен к тамбаевской свите и представлен серым, мелкозернистым, крепко сцементированным песчаником. В пределах пласта выявлена одна газоконденсатная залежь. По данным лабораторных исследований керна коэффициент

открытой пористости составляет 13 %.

Пласт-коллектор М₁ выделяется в карбонатных отложениях девона, выходящих на доюрскую поверхность. К кавернозно-трещиноватым карбонатам коренных пород палеозоя приурочены промышленные притоки нефти и газа в скважинах 3П и 4П. В пределах месторождения в образованиях **коры выветривания** встречаются кремнисто-глинистые породы-коллекторы — пласт **М**. Открытая пористость составляет до 8 %.

Геофизическая характеристика юрских пластов. Для иллюстрации данных геофизических исследований скважин, литологии и продуктивности юрских пластов-коллекторов Нижнетабаганского месторождения приводятся разрезы скважин (рис. 5) с различным характером насыщения пластов (скважина 3П с нефте- и газонасыщенными пластами, а скважина 12П с водонасыщенными пластами). В целом исследование заключалось в анализе по 23 скважинам las-файлов диаграмм мето-

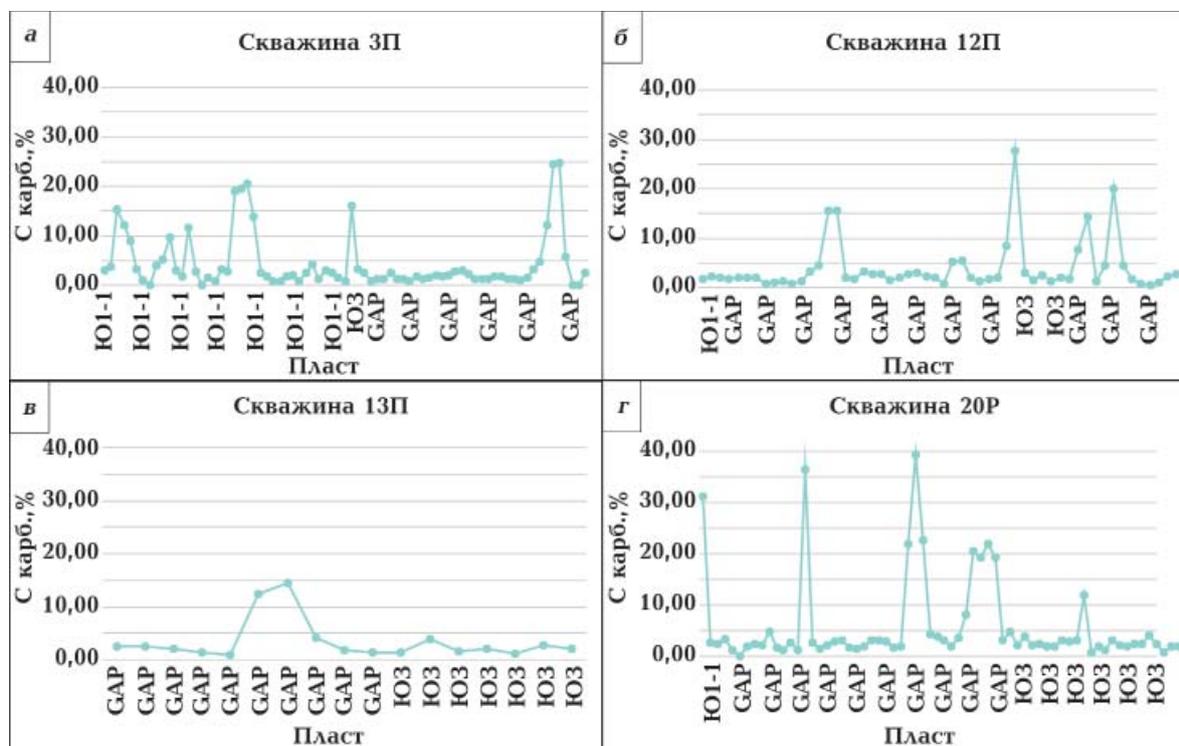


Рис. 6. Карбонатность ($C_{\text{карб.}}$) образцов керна скважин 3П (а), 12П (б), 13П (в) и 20Р (г) Нижнетабаганского месторождения.

Fig. 6. Carbonate ($C_{\text{carb.}}$) core samples of wells 3P (a), 12P (b), 13P (v) and 20R (r) Nizhnetabaganskoe field.

дов ПС и гамма-каротажа (ГК), диаграмм методов каротажа сопротивления (КС) и электропроводности по индукционному каротажу (ИК), а также показаний нейтронного гамма-каротажа (НГК).

Разрез юрских отложений начинается с битуминозных аргиллитов баженовской свиты, которая для исследуемых отложений является репером. Баженовская свита в изученных разрезах фиксируется классической комплексной геофизической аномалией: высокой радиоактивностью, низкой электропроводностью, отличными от вмещающих пород показателями нейтронного каротажа.

Породы нижезалегающей васюганской свиты характеризуются резкой изменчивостью геофизических параметров в связи с присутствием в разрезе пород-коллекторов, а также глинистых песчаников, алевролитов, глинистых образований, карбонатизированных прослоев, имеющих однозначную геофизическую характеристику на каротажных диаграммах. Пласты-коллекторы, сложенные песчаниками, на уровне глинистых образований выделяются отрицательной аномалией ПС, средними и повышенными значениями по диаграмме НГК, а также низкими значениями радиоактивности.

Характерной особенностью юрского разреза (см. рис. 5) является осязательное проявление карбонатизации пород. Плотные карбонатные пропластки выделяются

по аномально высоким показаниям метода НГК, низким показаниям гамма-метода.

По данным геофизических исследований скважин доюрский интервал разреза выделяется высокой изрезанностью графика КС, что подтверждает переход от терригенного разреза, сложенного породами юрского возраста, к карбонатному разрезу, представленному отложениями палеозойского возраста. Доюрский интервал разреза также отличается по ГК, аномально низкими показаниями ИК и низкой плотностью гамма-квантов по кривой НГК.

Для характеристики петрофизики и фильтрационно-емкостных свойств юрских пластов на Нижнетабаганском месторождении использованы данные каротажа поисковых и разведочных скважин — материалы Томского филиала Федерального государственного учреждения «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу» (ТФ ФГУ «ТФГИ по СФО»).

Судя по результатам расчета УЭС нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов (табл. 1), юрские пласты-коллекторы Нижнетабаганского месторождения имеют *высокие значения* — для нефтенасыщенных пластов УЭС=10÷14 Ом·м при среднем значении 12 Ом·м, для водонасыщенных пластов УЭС=6÷9 Ом·м при среднем значении 7 Ом·м.

Геофизическая характеристика баженовской свиты. Для геофизической харак-

Т а б л и ц а 1. Результаты расчета удельного электрического сопротивления ρ_{Π} нефтенасыщенных ($\rho_{\text{нп}}$) и водонасыщенных ($\rho_{\text{вп}}$) пластов Нижнетабаганского месторождения

Пласт	* $\rho_{\text{нп}}$, Ом·м	*Коэффициент пористости, д. е.	*Коэффициент нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{\text{вп}}$, Ом·м
Ю ₁ ¹	10	0,17	0,61	8,2
Ю ₂	12	0,15	0,55	5,9
Ю ₃	14	0,15	0,58	5,8
Ю ₄	—	0,14	0,48	8,6
Ю ₅	—	0,16	0,39	5,6
Диапазон значений, среднее	(10—14) 12	(0,14—0,17) 0,15	(0,39—0,61) 0,52	(5,6—8,6) 6,8

*средневзвешенные значения по 23 скважинам

**нефтенасыщенных пластов

теристики аргиллитов баженовской свиты анализируются разрезы скважин с разной продуктивностью: скважины 20Р, 3П, 13П с нефтенасыщенными, газонасыщенными и водонасыщенными пластами в юрской части разреза, а скважина 12П только с водонасыщенными пластами. Сделан анализ показаний методов ПС, КС, ГК (табл. 2).

Баженовская свита на фоне вмещающих отложений выделяется положительными аномалиями радиоактивности и высокими значениями электрического сопротивления (см. рис. 5). Аномальное отображение баженовской свиты на диаграммах КС и ГК связано с высокой битуминозностью, высоким содержанием органического вещества — высокоомного адсорбента радиоактивных элементов [Конторович, 2002], а также с возможной нефтенасыщенностью [Jarvie, 2012].

Интересно обратить внимание на изменение естественной радиоактивности и УЭС по разрезу баженовской свиты. Как можно наблюдать из диаграмм ГК (см. рис. 5), радиоактивность в интервале баженовской свиты увеличивается от подошвы к кровле и в основном совпадает с менее выраженным ростом УЭС. Таким образом, верхняя часть свиты является одновременно и более радиоактивной, и более высокоомной, а следовательно, и более битуминозной. Нижняя часть свиты соответственно обеднена органическим веществом.

Таким образом, наряду со сравнительно низкой естественной радиоактивностью баженовской свиты на Нижнетабаганском месторождении 23—31 мкР/ч при среднем уровне 27 мкР/ч наблюдаются и существ-

венно низкие значения электрического сопротивления в диапазоне 28—38 Ом·м при среднем уровне 33 Ом·м.

Важно отметить практическое отсутствие вариаций диаграммы метода ПС в интервале баженовской свиты. Возможно, на Нижнетабаганском месторождении *отсутствие вариаций ПС* свидетельствует о ее более однородном (выравненном?) составе, а сравнительно *низкий уровень УЭС и естественная радиоактивность* говорят о более бедном (обедненном?) содержании органического вещества. Указанные различия геофизической характеристики баженовской свиты Нижнетабаганского нефтегазоконденсатного месторождения, с залежами в доюрском НГК, имеют генетическое обоснование, допускающее обеднение баженовской свиты органическим веществом, так как наряду с девонскими доманиками баженовская свита является источником УВ для палеозойских залежей [Галиева, Крутенко, 2019].

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов. Определение общей карбонатности пород ($C_{\text{карб.}}$) пластов-коллекторов проводилось по 23 скважинам Нижнетабаганского месторождения с помощью объемного газометрического метода. Данный метод основан на определении объема выделившегося углекислого газа при взаимодействии породы с соляной кислотой в приборе Кларка [Aleksandrov, 2017].

Установлено, что юрские разрезы изучаемых скважин характеризуются содержанием карбонатных минералов в диапазоне 3,1—6,5 % при *высоком* среднем значении 5 %. В качестве иллюстрации на

Т а б л и ц а 2. Значения геофизических параметров баженовской свиты в разрезах скважин Нижнетабаганского месторождения

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	КС*, Ом·м	ГК*, мкР/ч
20Р	27,0	±1,3	78/38	67/30
3П	19,0	±0,7	72/33	56/31
13П	35,0	±1,1	74/28	72/27
12П	34,0	±1,4	80/34	56/23

*максимальное значение/средний уровень

рис. 6 приведены графики карбонатности образцов керна по четыре скважинам.

Пельгинское нефтяное месторождение. Нефтегеологическая характеристика месторождения. В тектоническом отношении осадочного чехла Пельгинское месторождение приурочено к северо-восточной части Чузикско-Чижапской мезоседловины (см. рис. 3). Всего на месторождении пробурено три поисковых скважины: 1П, 2П, 3П (рис. 7).

Нефтегазоносность месторождения приурочена к *верхнеюрской* васюганской свите. Продуктивный пласт Ю₁¹ в скважине 1П представлен переслаиванием алевролитов и песчаников серых, мелкозернистых, крепкоцементированных. Коэффициент пористости по каротажу составляет 13 %. В скважине 2П пласт Ю₁¹ представлен песчаниками темно-серыми, мелко- и среднезернистыми, среднесцементированными с плохой сортировкой обломков. Коэффициент пористости 15 %.

Доюрские образования вскрыты скважинами 1П, 2П и 3П. В скважине 1П в интервале 3010—3054 м встречены выветрелые и коренные породы палеозоя (литологически не охарактеризованы), заключение испытаний — объект «сухой». Интервал 3050—3200 м представлен известняками темно-серыми, трещиноватыми, объект «сухой».

В скважине 2П интервалы палеозоя 3035—3051 и 3105—3200 м — известняки темно-серые органогенные, интенсивно трещиноватые. Большая часть трещин залечена кальцитом. В этих интервалах получены притоки пластовой воды 5,5—9,5 м³/сут с небольшим количеством растворенного газа. В скважине 3П интервал 2968—2996 м представлен органогенными,

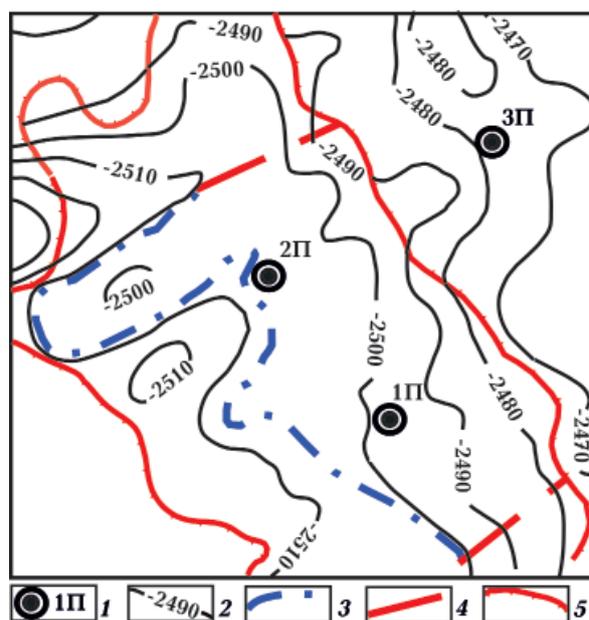


Рис. 7. Схема Пельгинского нефтяного месторождения: 1 — скважина и ее номер; 2 — сейсмоизогипса подошвы верхнеюрской базеновской свиты; 3 — контур ВНК по пласту Ю₁¹; 4 — линия условного ограничения залежи; 5 — установленная линия замещения продуктивного пласта.

Fig. 7. Scheme of Pelginsкое oil field: 1 — a well and its number; 2 — the seismic isogypsum of Upper Jurassic Bazhenov suite base; 3 — a contour of oil-water contact of the reservoir J₁¹; 4 — a line of conditional reservoir limitation; 5 — an established reservoir replacement line.

светло-серыми с буроватым оттенком доломитизированными трещиноватыми известняками. Получен слабый приток смеси фильтрата и пластовой воды.

Геофизическая характеристика юрских пластов. Иллюстрация данных геофизических исследований, литологии и продуктивности юрских пластов-коллекторов Пельгинского месторождения представлена разрезами скважин (рис. 8) с разным характером насыщения (скважина 1П с

Т а б л и ц а 3. Результаты расчета удельного электрического сопротивления $\rho_{\text{нп}}$ нефтенасыщенных ($\rho_{\text{нп}}$) и водонасыщенных ($\rho_{\text{вп}}$) пластов Пельгинского месторождения

Пласт	* $\rho_{\text{нп}}$, Ом·м	*Коэффициент пористости, д. е.	*Коэффициент нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{\text{вп}}$, Ом·м
Ю ₁ ¹	(6—9)7	0,14	0,55	(3—5)4

*средневзвешенные значения по 3 скважинам.

**нефтенасыщенных пластов

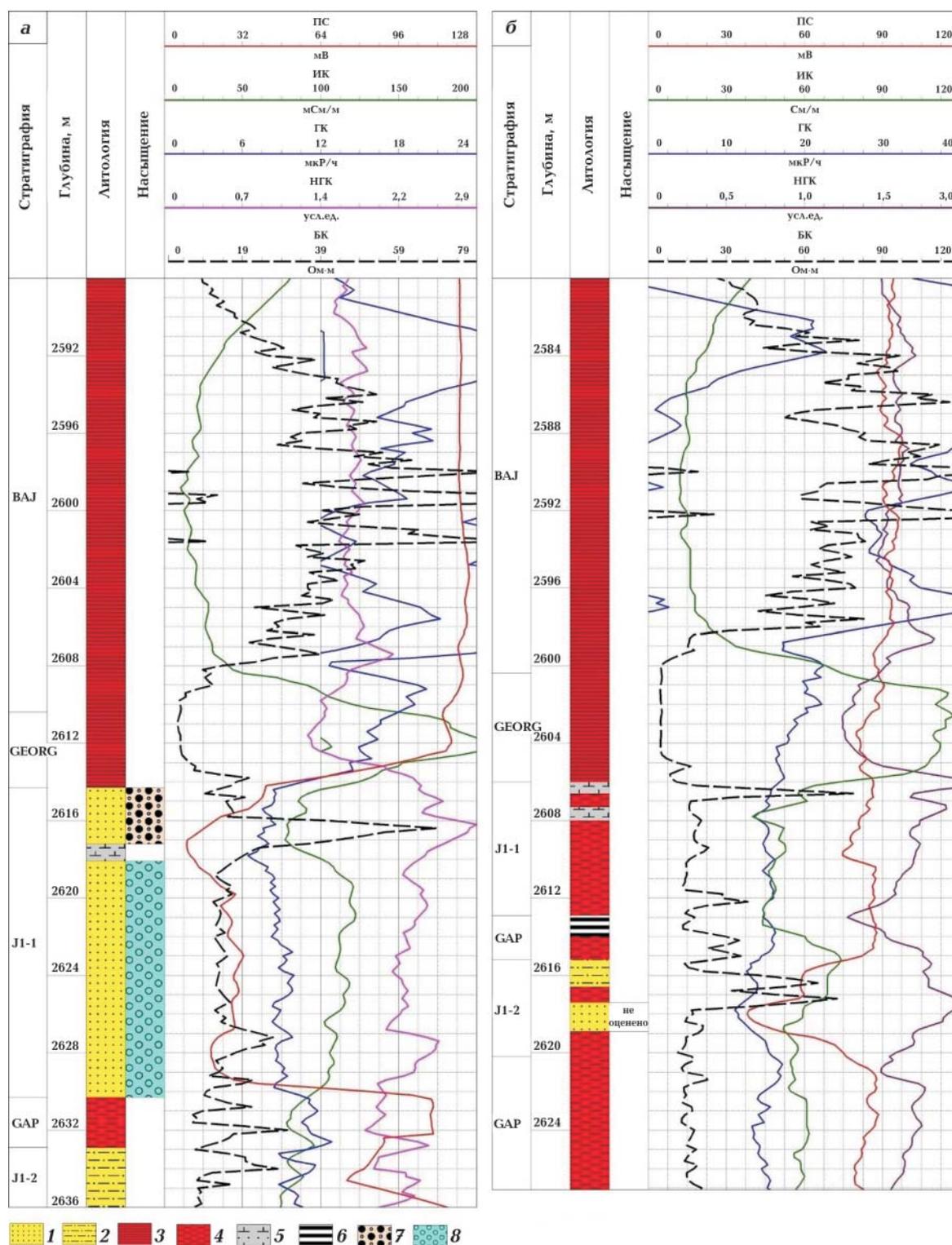


Рис. 8. Пельгинское месторождение. Геофизическая характеристика разрезов скважин 1П (а) и 3П (б) в интервалах баженовской свиты (BAJ), георгиевской свиты (GEORG) и пластов Ю₁¹, Ю₁²: 1 — песчаник; 2 — алевролит; 3 — аргиллит; 4 — глина; 5 — карбонатизированный песчаник; 6 — уголь; 7 — нефтеводонасыщенный; 8 — водонасыщенный.

Fig. 8. Pelginskoe field. Geophysical characteristics of wells sections 1P (a) and 3P (b) in the intervals of Bazhenov suite (BAJ), Georgiev suite (GEORG) and formations J₁¹, J₁²: 1 — sandstone; 2 — siltstone; 3 — argillite; 4 — clay; 5 — carbonated sandstone; 6 — coal; 7 — oil-saturated; 8 is water-saturated.

нефтеводонасыщенным пластом Ю₁¹, а скважина 3П с неогенным насыщением в юрской части разреза). Оценка УЭС юрских пластов-коллекторов Пельгинского месторождения выполнена по данным геофизических исследований по разрезу трех скважин (см. рис. 8) — материалы ТФ ФГУ «ТФГИ по СФО». Судя по результатам расчета УЭС, юрский пласт-коллектор Ю₁¹ Пельгинского месторождения имеет невысокое значения УЭС: для нефтенасыщенных пластов УЭС=7 Ом·м, для водонасыщенных пластов УЭС=4 Ом·м (табл. 3).

Геофизическая характеристика баженновской свиты. Для характеристики аргиллитов баженновской свиты на Пельгинском месторождении проанализированы разрезы скважин 1П, 2П с нефтеводонасыщенным пластом Ю₁¹ и скважина 3П с неогенным насыщением. Был сделан анализ показаний методов ПС, бокового каротажа (БК) и ГК (табл. 4).

На фоне вмещающих пород баженновская свита стандартно выделяется положительными аномалиями радиоактивности и электрического сопротивления.

Можно отметить *незначительные вариации* диаграммы метода ПС в интервале баженновской свиты как в продуктивных, так и в непродуктивной скважинах.

Интересно, что баженновская свита в разрезах скважин 1П и 2П с *продуктив-*

ными юрскими пластами обладает заметно меньшей радиоактивностью и несколько меньшим УЭС по сравнению с *непродуктивной* скважиной 3П. Возможно, это указывает на некоторое обеднение баженновской свиты в районе скважин 1П и 2П органическим веществом.

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов. Определение общей карбонатности пород ($C_{\text{карб.}}$) пластов-коллекторов проводилось по поисково-оценочным (1П, 2П, 3П) скважинам с помощью объемного газометрического метода. Простой расчет общей карбонатности юрских пластов-коллекторов Пельгинского месторождения показывает, что среднее значение $C_{\text{карб.}}$ юрских пластов составляют 3 % (табл. 5).

Смоляное нефтяное месторождение. Нефтегеологическая характеристика месторождения. В тектоническом отношении осадочного чехла месторождение приурочено к южной части Лавровского мезовыступа (см. рис. 3). По основному отражающему горизонту Па (подошва баженновской свиты) локальное поднятие представляет собой куполовидную складку северо-западного простирания, оконтуренную сейсмоизогипсой 2520 м, с размерами 10,5·3 км и амплитудой 30 м (рис. 9). По отражающему горизонту Ф₂ (кровля доюрских образований) поднятие

Т а б л и ц а 4. Значения геофизических параметров баженновской свиты в разрезах скважин Пельгинского месторождения

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	БК*, Ом·м	ГК*, мкР/ч
1П	22,4	±1,6	91/35	49/33
2П	19,0	±1,9	97/41	61/35
3П	20,4	±2,5	145/66	63/39

*максимальное значение/средний уровень

Т а б л и ц а 5. Общая карбонатность ($C_{\text{карб.}}$) пластов-коллекторов Пельгинского месторождения

Скважина	$C_{\text{карб.}}$, %
1П	3,94
2П	2,38
3П	6,07
Среднее значение	3,07

оконтуривается изогипсой — 2900 м, имеет размеры 8·3 км, амплитуду 60 м, площадь 22 км². Поднятие осложнено двумя куполами (выступами).

Песчаные пласты горизонта Ю₁ определены как слабопроницаемые. Из песчаного пласта Ю₃ на месторождении получен приток нефти в скважине 1.

Промышленная нефтегазоносность Смоляного месторождения связывается с продуктивным пластом Ю₄. Предполагаемый контур залежи нефти обусловлен, с одной стороны, границами песчаного тела, а с другой — структурным фактором. Керновым материалом пласт не охарактеризован, открытая пористость рассчитана по промыслово-геофизическим данным и составляет 17 %.

В нижней части юрского разреза по данным сейсморазведки выделяется потенциально продуктивный песчаный пласт Ю₁₀. Во всех скважинах, вскрывших этот интервал разреза, пласт Ю₁₀ охарактеризован керном и несет признаки нефтегазоносности.

Доюрский разрез представлен известняками с прослоями аркозовых песчаников, а также метаморфизованной породой, с трещинами, заполненными кальцитом, и палеозойскими магматическими породами типа порфирита. В разрезе присутствует глинисто-кремнистая трещиноватая кора выветривания. В скважинах 1, 2 и 4, в которых в процессе бурения выполнено поинтервальное опробование палеозойских объектов, все объекты оказались «сухими». Необходимо отметить, что бурение этих скважин проводилось с отбором кер-

на доюрских отложений. Литологическая характеристика доюрских образований не установила каких-либо признаков нефтегазоносности. В целом, по продуктивности доюрских образований, Смоляная площадь рассматривается как бесперспективная.

Геофизическая характеристика юрских пластов. Иллюстрация данных геофизических исследований и продуктивности юрских пластов-коллекторов Смоляного месторождения представлена разрезами

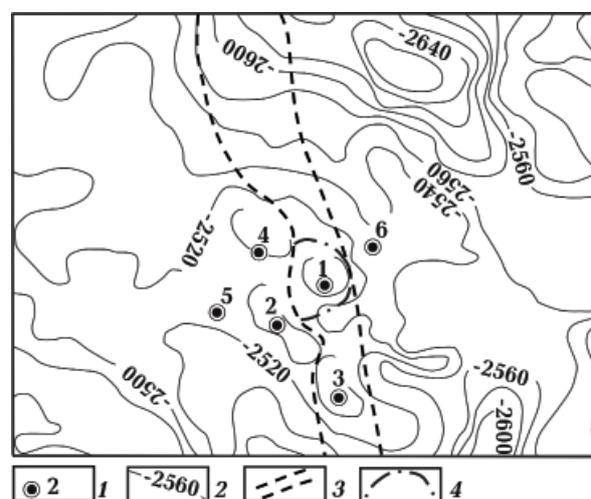


Рис. 9. Схема Смоляного нефтяного месторождения: 1 — скважина и ее номер; 2 — сейсмоизогипса отражающего горизонта IIa (кровля верхнеюрской баженовской свиты); 3 — предполагаемый контур песчаного тела; 4 — предполагаемый контур нефтяных залежей юрских пластов Ю₃, Ю₄.

Fig. 9. Scheme of Smolyanoe oil field: 1 — a well and its number; 2 — the seismic isogypsum of the reflecting horizon IIa (top of Upper Jurassic Bazhenov suite); 3 — a supposed contour of a sandy body; 4 — a supposed contour of oil deposits of the Jurassic formations J₃, J₄.

Таблица 6. Результаты расчета удельного электрического сопротивления ρ_{Π} нефтенасыщенных ($\rho_{\Pi\Pi}$) и водонасыщенных ($\rho_{\Pi\Pi}$) пластов-коллекторов Смоляного месторождения

Пласт	* $\rho_{\Pi\Pi}$ Ом·м	*Коэффициент пористости, д. е.	*Коэффициент нефтенасыщенности, д. е.	* $\rho_{\Pi\Pi}$ Ом·м
Ю ₃	8,5	0,15	0,48	4,4
Ю ₄	6,0	0,17	0,42	4,8
Диапазон значений, среднее	(6,0—8,5) 7,3	(0,15—0,17) 0,16	(0,42—0,48) 0,45	(4,4—4,8) 4,6

*средневзвешенные значения по четырем скважинам

**нефтенасыщенных пластов

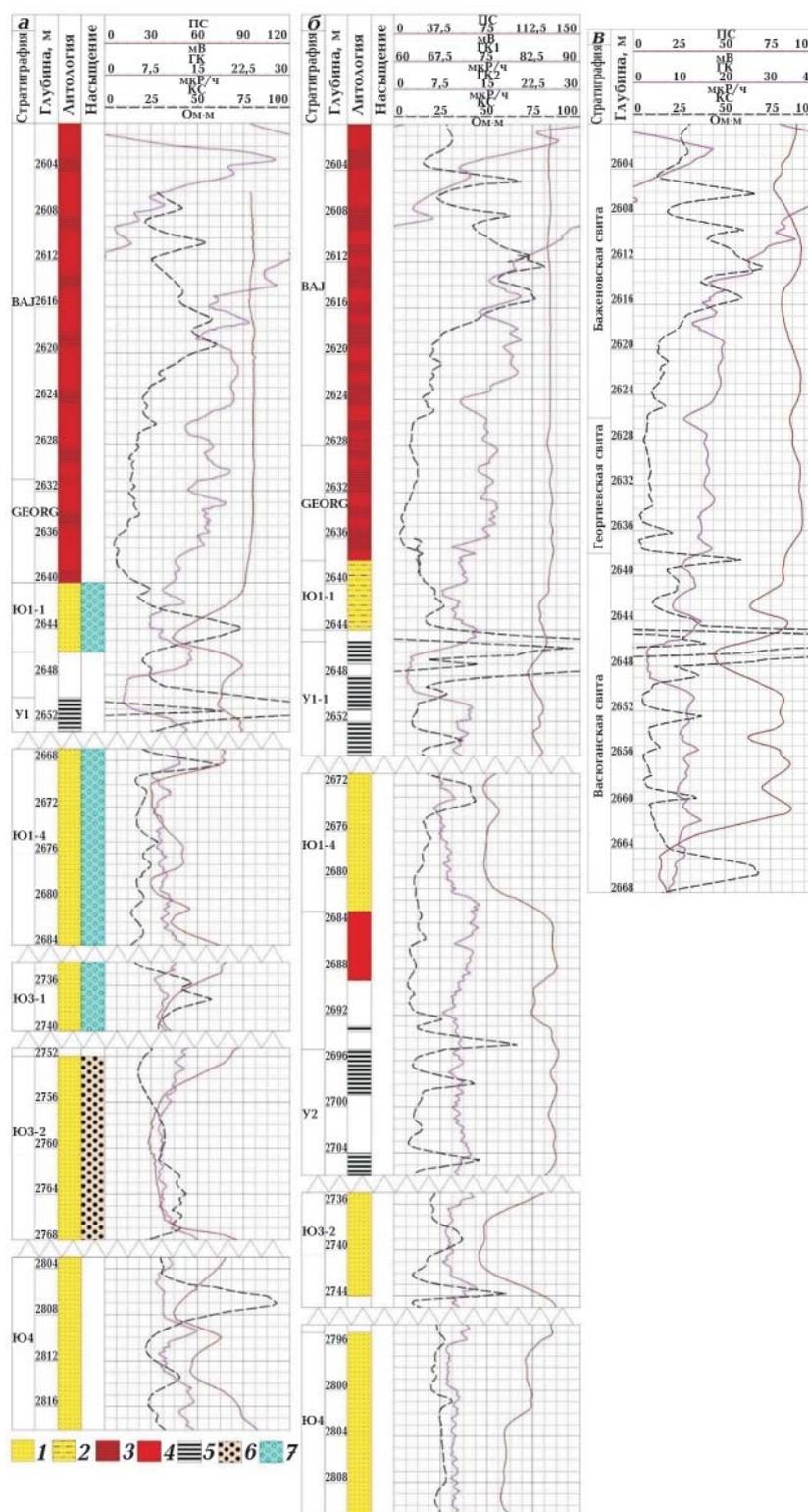


Рис. 10. Смоляное месторождение. Геофизическая характеристика разрезов скважин 1 (а), 2 (б), 3 (в) в интервалах баженовской, георгиевской свит и пластов Ю₁¹, У₁, У₁¹, Ю₁⁴, У₂, Ю₃¹, Ю₃², Ю₄: 1 — песчаник; 2 — алевролит; 3 — аргиллит; 4 — глина; 5 — уголь; 6 — нефтенасыщенный; 7 — водонасыщенный.

Fig. 10. Smolyanoe field. Geophysical characteristics of wells sections 1 (a), 2 (b), 3 (v) in the intervals of Bazhenov suite, Georgiev suite and formations J₁¹, U₁, U₁¹, J₁⁴, U₂; J₃¹; J₃²; J₄: 1 — sandstone; 2 — siltstone; 3 — argillite; 4 — clay; 5 — coal; 6 — oil-saturated; 7 — water-saturated.

Т а б л и ц а 7. Значения геофизических параметров баженовской свиты в разрезах скважин Смоляного месторождения

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	КС*, Ом·м	ГК*, мкР/ч
1	35	±0,8	60/34	58/27
2	35	±0,8	78/32	62/26
3	26	±4,3	71/31	57/28

*максимальное значение/средний уровень

скважин 1, 2 и 3 (рис. 10) с разным характером насыщения (скважина 1 с нефте- и водонасыщенными пластами, а скважина 2 — без насыщения).

Для оценки УЭС юрских пластов-коллекторов Смоляного месторождения были использованы данные геофизических исследований по разрезу скважин 1, 3, 4, 5 (см. рис. 9) — материалы ТФ ФГУ «ТФГИ по СФО». По результатам расчета (табл. 6) юрские пласты месторождения имеют для нефтенасыщенных пластов УЭС: 6,0—8,5 Ом·м при среднем значении 7,3 Ом·м, для водонасыщенных пластов: 4,4—4,8 Ом·м при среднем значении 4,6 Ом·м.

Геофизическая характеристика баженовской свиты. Баженовская свита на фоне вмещающих отложений обычно выделяется положительными аномалиями радиоактивности и электрического сопротивления (см. рис. 10). Для характеристики геофизики аргиллитов баженовской свиты на Смоляном месторождении проанализированы разрезы трех скважин. Был сделан анализ показаний методов ПС, КС и ГК (табл. 7).

На Смоляном месторождении имеют место незначительные вариации диаграммы метода ПС в интервале баженовской свиты. Отмечается низкий уровень УЭС и естественной радиоактивности.

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов. Определение общей карбонатности пород ($C_{\text{карб.}}$) пластов-коллекторов проводилось по скважинам Смоляного месторождения (табл. 8) с помощью объемного газометрического метода. Из данных таблицы видно, что юрские разрезы скважин характеризуются невысоким содержанием карбонатных минералов порядка 3 %.

Западно-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение. Нефтегеологическая характеристика месторождения.

Западно-Останинское месторождение в *тектонике* фундамента приурочено к антиклинорной зоне инверсионного типа развития — Васюган-Пудинскому антиклинорию позднегерцинского возраста, в юрском структурном ярусе осадочного чехла — к юго-западному борту Пудинского мезоподнятия (см. рис. 3).

Нефтеносность месторождения связана с пластами горизонта Ю₁ васюганской свиты (рис. 11). Пласты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, средне-мелкозернистыми, полимиктовыми, слабо-, средне-, реже крепкоцементированными с запахом и выпотами нефти. Толщи разделяются аргиллитовыми прослоями и углями.

Нефтяная залежь пласта Ю₁¹ пластовая, сводовая, литологически экранированная в северо-западной части, по форме близкая к изометричной, слегка вытянутая в субмеридиональном направлении. В литологическом отношении пласт сложен песчаниками серыми, мелко-среднезернистыми, среднестементированными. В нефтенасыщенной части пласта средневзвешенное значение открытой пористости — 14,6 %.

Нефтяная залежь пласта Ю₁² характеризуется очень высокой песчаностью и однородным строением. Средневзвешенное значение открытой пористости — 15,1 %.

Нефтяная залежь пласта Ю₁³ приурочена к сводовой части поднятия. Литологически продуктивный пласт представлен песчаниками серыми, темно-серыми, мелкозернистыми и алевитистыми, плотными, крепкими. Средневзвешенное значение открытой пористости — 13,5 %.

Нефтяная залежь пласта Ю₁⁴ приурочена к сводовой части поднятия. В литологическом отношении пласт сложен серым, мелко-среднезернистым полимиктовым, массивным песчаником с прожилками

Таблица 8. Общая карбонатность (С_{карб.}) юрских пластов Смоляного месторождения

Скважина	С _{карб.} , %
1	2,8
2	3,3
3	2,9
4	2,1
5	3,3
Среднее значение	2,9

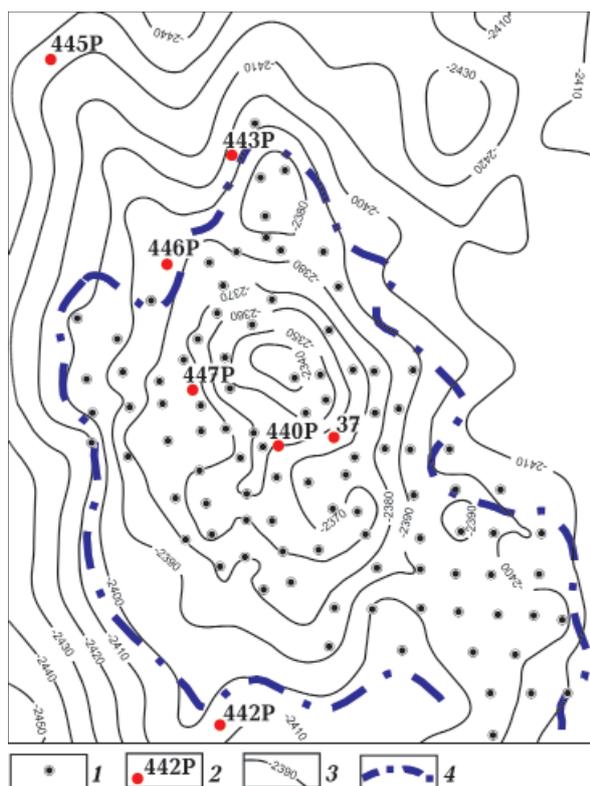


Рис. 11. Схема Западно-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения: 1 — скважина; 2 — представительная скважина и ее номер; 3 — сейсмоизогипса кровли пласта Ю₁¹⁺²; 4 — контур ВНК по пласту Ю₁¹⁺².

Fig. 11. Scheme of West-Ostaniinskoye oil and gas condensate field: 1 — well and its number; 2 — the seismic isogypsum of the top of the J₁¹⁺² formation; 3 — contour of oil-water contact of the reservoir J₁¹⁺²; 4 — ontour of oil-water contact of the reservoir J₁¹⁺².

углистого детрита. В нефтенасыщенной части пласта средневзвешенное значение открытой пористости — 14,6 %.

Отдельный интерес представляют результаты изучения **разреза доюрских образований**. Доюрские породы на Западно-Останинском месторождении вскрыты пятью разведочными скважинами 440P, 442P, 443P, 445P, 447P.

В скважинах, вскрывших палеозой, выявлена выветренная часть разреза — *кора выветривания*. Вскрытая толщина изменяется от 5 до 31 м, представлена глинистыми породами с прослоями брекчий глинистого состава, по минералогическому составу преобладают гидрослюда, кремнезем, сидерит.

Ниже по разрезу *коренные палеозойские отложения* представлены переслаиванием известняков, глинистых известняков, мергелей и известковистых аргиллитов. В отдельных нижних горизонтах отмечается присутствие обломочного материала. В верхней части разреза преобладают органогенно-обломочные разности известняков. Нижняя часть толщи имеет более окремненный и глинистый состав, глинистые известняки и известковистые аргиллиты достигают толщины 40 м.

Следует отметить, что в разведочных скважинах 440P, 442P, 443P и 445P, в которых в процессе бурения выполнено поинтервальное опробование палеозойских объектов, практически все палеозойские объекты оказались «сухими», т. е., в *разрезе доюрских образований нефтенасыщенный/водонасыщенный резервуар-коллектор не выявлен (не вскрыт)*. Не менее важно отметить, что бурение разведочных скважин 440P, 442P, 443P, 445P, 447P проводилось с отбором керна доюрских отложений. Результаты литолого-минералогического и петрографического анализов палеозойских пород показали следующее.

Скважина 440P, интервал 2842—2845 м, в образце 34 встречены *примазки битума*. Скважина 442P, интервал 2955—2959 м, буроватый органогенный известняк с трещинами, выполненными *буровато-ко-*

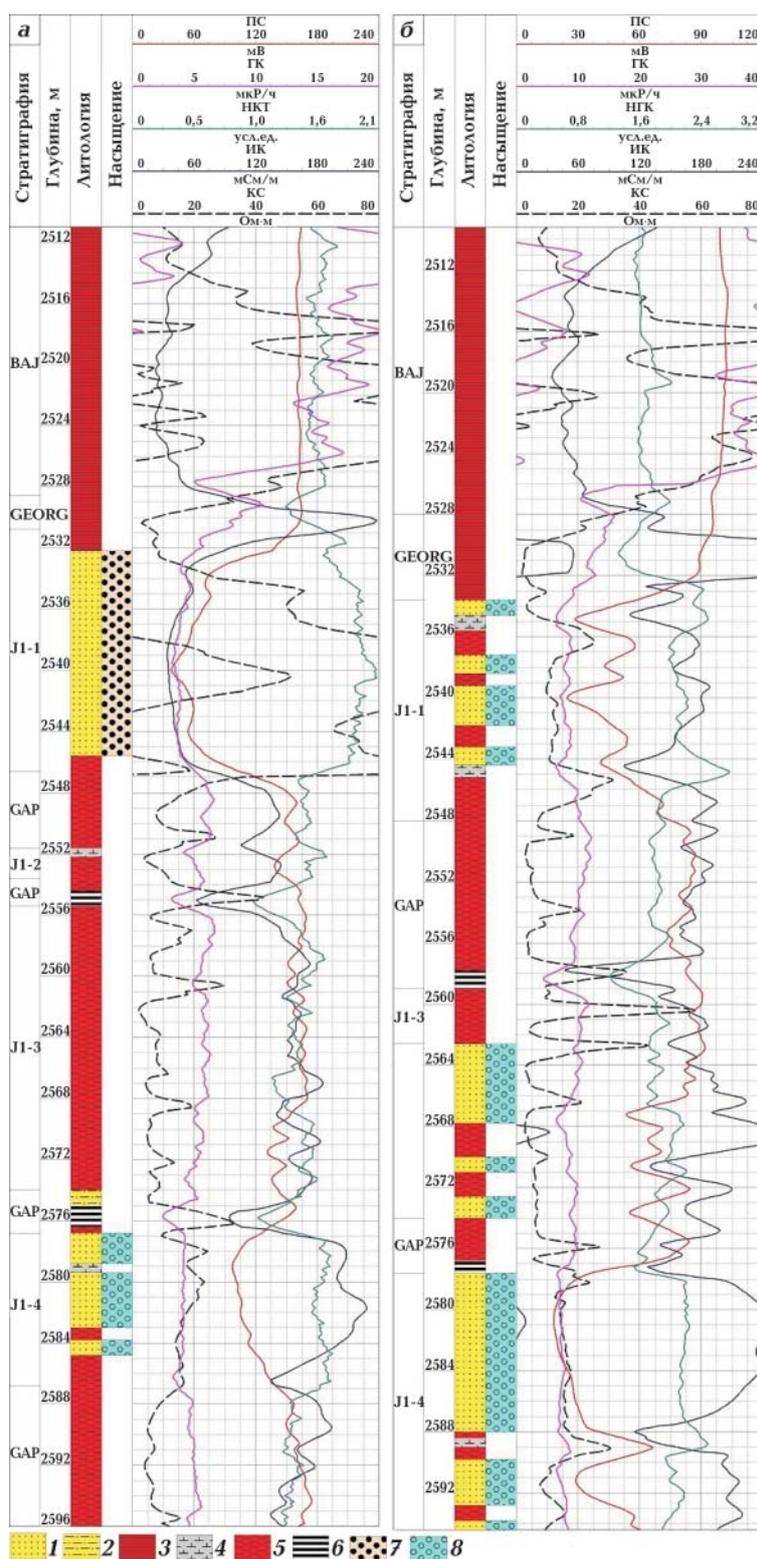


Рис. 12. Западно-Останинское месторождение. Геофизическая характеристика разрезов скважин 37 (а) и 442Р (б) в интервалах баженовской свиты (BAJ), георгиевской свиты (GEORG) и пластов Ю₁¹ (J1-1), Ю₁² (J1-2), Ю₁³ (J1-3), Ю₁⁴ (J1-4): 1 — песчаник; 2 — алевролит; 3 — аргиллит; 4 — карбонатная порода; 5 — глина; 6 — уголь; 7 — нефтенасыщенный; 8 — водонасыщенный.

Fig. 12. West-Ostaninskoe field. Geophysical characteristics of wells sections 37 (a) and 442R (b) in the intervals of Bazhenov suite (BAJ), Georgiev suite (GEORG) and formations J₁¹ (J1-1), J₁² (J1-2), J₁³ (J1-3), J₁⁴ (J1-4): 1 — sandstone; 2 — siltstone; 3 — argillite; 4 — carbonate rock; 5 — clay; 6 — coal; 7 — oil-saturated; 8 — water-saturated.

ричневый битумом. Скважина 445, интервал 2995—3000 м, в образце 6 отмечаются примазки окислившегося битума; интервал 2951—2956, в образце 4 трещинки заполнены черным окислившимся битумом. Другими словами, в разрезе доюрских образований присутствуют, хотя и незначительные, но прямые признаки нефтегазоносности.

Геофизическая характеристика юрских пластов. Для иллюстрации данных геофизических исследований, литологии и продуктивности юрских пластов-коллекторов Западно-Останинского месторождения представлены разрезы скважин (рис. 12) с разным характером насыщения (скважина 37 с нефте- и водонасыщенными пластами, а скважина 442Р с водонасыщенными пластами).

В качестве основных маркирующих горизонтов на Западно-Останинском месторождении использовались региональные реперы: высокоомные аргиллиты баженовской свиты, низкоомные отложения георгиевской свиты и низкоомные отложения нижневасюганской подсвиты.

Породы *васюганской свиты* характеризуются резкой изменчивостью геофизических параметров в связи с присутствием в разрезе пород-коллекторов (пласты горизонта Ю₁), а также алевролитов, глинистых образований, карбонатизированных прослоев и углей, имеющих однозначную геофизическую характеристику на каротажных диаграммах.

Горизонт Ю₁ перекрывается маломощной (до 2 м) *георгиевской свитой*, представленной плотными аргиллитами. Свита характеризуется низкими значениями по данным кажущихся сопротивлений (3—5 Ом·м), а также пониженными значениями плотности тепловых нейтронов и гамма-квантов.

Породы георгиевской свиты перекрываются глубоководными морскими отложениями *баженовской свиты*. Аномальные значения геофизических параметров баженовской свиты позволяют выделять ее на диаграммах как основной репер при корреляции разрезов скважин.

Для оценки УЭС юрских пластов-коллекторов использованы данные геофизических исследований по разрезу 103 скважин — материалы ТФ ФГУ «ТФГИ по СФО». По результатам расчета УЭС как нефтенасыщенных, так и водонасыщенных пластов (табл. 9), юрские пласты-коллекторы Западно-Останинского месторождения имеют следующие значения: весьма высокие для нефтенасыщенных пластов УЭС=6÷15 Ом·м при среднем значении 10 Ом·м, для водонасыщенных пластов УЭС: 3÷4 Ом·м при среднем значении 4 Ом·м.

Геофизическая характеристика баженовской свиты. Для характеристики геофизики аргиллитов баженовской свиты проанализированы разрезы скважин с разной продуктивностью: скважины 37, 440Р, 447Р с нефтенасыщенными и водо-

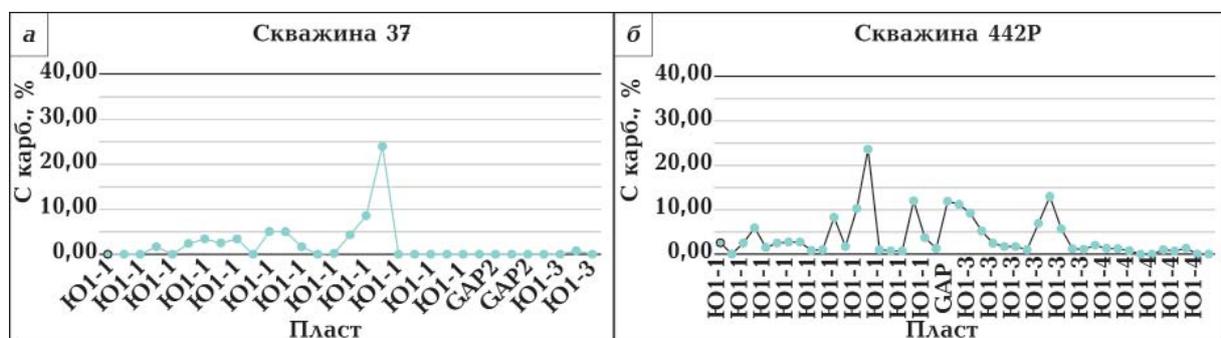


Рис. 13. Карбонатность (С_{карб.}) образцов керна скважин 37 (а) и 442Р (б) Западно-Останинского месторождения.

Fig. 13. Carbonate (C_{carb.}) core samples of wells 37 (a) and 442R (b) West-Ostankinskoye field.

Т а б л и ц а 9. Результаты расчета удельного электрического сопротивления ρ_{II} нефтенасыщенных ($\rho_{нп}$) и водонасыщенных ($\rho_{вп}$) пластов Западно-Останинского месторождения

Пласт	* $\rho_{нп}$, Ом·м	*Коэффициент **пористости, д. е.	*Коэффициент нефтена- сыщенности, д. е.	* $\rho_{вп}$, Ом·м
Ю ₁ ¹	15	0,15	0,61	3,8
Ю ₁ ²	9	0,13	0,53	3,7
Ю ₁ ³	9	0,15	0,58	3,5
Ю ₁ ⁴	6	0,16	0,48	2,9
Диапазон значений, среднее	(6,0—15,0) 9,8	(0,13—0,16) 0,15	(0,48—0,61) 0,55	(2,9—3,8) 3,5

*средневзвешенные значения по 103 скважинам

**нефтенасыщенных пластов

Т а б л и ц а 10. Значения геофизических параметров баженовской свиты в разрезах скважин Западно-Останинского месторождения

Скважина	Мощность, м	Вариации ПС, мВ	КС*, Ом·м	ГК*, мкР/ч
37	17,6	±1,1	104/58	24/17
442P	18,8	±2,0	107/52	52/38
440P	15,5	±1,3	150/80	46/32
447P	18,4	±1,9	124/64	53/34
443P	18,8	±1,4	208/114	54/35
445P	18,4	±1,8	136/75	52/35
446P	15,2	±1,7	143/93	53/33

*максимальное значение/средний уровень

насыщенными пластами в юрской части разреза, а скважины 442P, 443P, 445, 446P только с водонасыщенными пластами. Был сделан анализ показаний методов ПС, КС и ГК (табл. 10).

Баженовская свита на фоне вмещающих выделяется отрицательными аномалиями НКТ/НГК, положительными аномалиями радиоактивности и электрического сопротивления (см. рис. 12).

Обращаем внимание на изменение естественной радиоактивности и УЭС по разрезу баженовской свиты. Из диаграмм ГК (см. рис. 12) видим, что радиоактивность в интервале баженовской свиты увеличивается от подошвы к кровле и, в основном, совпадает с менее выраженным закономерным ростом УЭС. Таким образом, присутствует та же закономерность изменения УЭС и естественной радиоактивности в разрезе баженовской свиты, что и на Нижнетабаганском месторожде-

нии с промышленными залежами в палеозое.

Также отмечаем практическое отсутствие вариаций диаграммы метода ПС в интервале баженовской свиты. Вместе с тем, наряду со сравнительно низкой естественной радиоактивностью баженовской свиты на Западно-Останинском месторождении 17—38 мкР/ч при среднем уровне 32 мкР/ч наблюдаются весьма высокие значения электрического сопротивления в диапазоне 52—114 Ом·м при среднем уровне 77 Ом·м.

Оценка карбонатности юрских пластов-коллекторов. Определение общей карбонатности пород ($C_{карб}$) пластов-коллекторов проводилось по 14 скважинам Западно-Останинского месторождения, включая разведочные скважины 440P, 442P, 443P, 445P, 447P, вскрывшие доюрский разрез, с помощью объемного газометрического метода. Установлено, что юрские разрезы

характеризуются содержанием карбонатных минералов в диапазоне 2,0—10,8 %, при высоком среднем значении 5 %. В качестве иллюстрации на рис. 13 приведены графики карбонатности образцов керн по двум скважинам.

Обсуждение результатов. Вернемся с читателем к постановке основной задачи проведенных исследований. Задача состояла в проведении анализа и сопоставления геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов *разного типа* месторождений, расположенных в *пределах одной палеозойской СФЗ* — Нюрольской. Месторождения первого типа (без признаков нефтеносности доюрского разреза) — это Пельгинское и Смоляное месторождения, месторождение второго типа (с промышленными притоками УВ в доюрском комплексе) — Нижнетабаганское, месторождение невыясненной принадлежности (с признаками УВ в керне доюрских образований) — Западно-Останинское.

Исследованиями показано, что юрские пласты-коллекторы Нижнетабаганского месторождения по результатам расчета УЭС как нефтенасыщенных пластов, так и водонасыщенных пластов 23-х поисково-оценочных и разведочных скважин, имеют для нефтенасыщенных пластов $УЭС=10\div 14$ Ом·м при среднем значении 13 Ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС=6\div 9$ Ом·м при среднем значении 7 Ом·м. Отмечается высокая карбонатизация юрских пластов-коллекторов — 5 %. Установлено, что на Нижнетабаганском месторождении геофизические характеристики баженовской свиты следующие: незначительные вариации показаний метода $ПС=\pm(0,7—1,4)$ мВ; низкий уровень $УЭС=28$ Ом·м и естественной радиоактивности 33 мкР/ч.

Результаты исследований УЭС и карбонатизации юрских пластов, а также вариаций ПС, уровня УЭС и естественной радиоактивности баженовской свиты Нижнетабаганского месторождения практически полностью повторили результаты изучения геофизики и петрофизики юрских пластов-коллекторов и баженовской

свиты Герасимовского [Алеева, 2020] и Останинского [Алеева и др., 2020] месторождений, имеющих промышленные залежи УВ в доюрском НГК.

С уверенностью можно полагать, что высокоомность транзитных юрских пластов как Нижнетабаганского, так и Герасимовского, Останинского месторождений есть следствие нисходящей/восходящей миграции УВ-флюидов, обеспечивающей либо нефтесбор в ловушках доюрского НГК, либо являющейся элизией углеводородов доюрского НГК как самостоятельного генерирующего комплекса. В результате вертикальной миграции химически агрессивных УВ-флюидов в юрском разрезе происходят процессы наложенного эпигенеза, приводящие к вторичной, наложенной, *аномальной* карбонатизации транзитных пластов-коллекторов и, как следствие, к аномальному увеличению их УЭС.

Вероятно, на Нижнетабаганском, Герасимовском и Останинском месторождениях отсутствие вариаций ПС, низкий уровень УЭС и естественной радиоактивности обусловлены более однородным, выравненным вещественным составом свиты, обедненным содержанием органического вещества. Замеченные различия геофизической характеристики баженовской свиты месторождений, имеющих залежи в доюрском НГК, пока остаются артефактом, не имеющим однозначного генетического обоснования. Вместе с тем, результаты новейшего палеотемпературного моделирования «современного» (юрско-мелового) осадочного бассейна и палеозойских «палеобассейнов» на Останинском месторождении и Сельвейкинской площади глубокого бурения позволили определить наиболее вероятный источник УВ палеозойских залежей [Галиева и др., 2020; Исаев и др., 2021]. Установлено, что источником жидких углеводородов (нефть) на Останинском месторождении скорее всего является нефтематеринская верхнеюрская баженовская свита, а источником газообразных углеводородов (газа и газоконденсата) на Сельвейкинской площади

— породы доманикоидного типа чагинской свиты девонского возраста.

По результатам расчета УЭС как нефтенасыщенных пластов, так и водонасыщенных пластов трех поисковых скважин Пельгинского месторождения и четырех скважин Смоляного месторождения установлено, что юрские пласты-коллекторы имеют для нефтенасыщенных пластов $УЭС=7\div 8$ Ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС=4$ Ом·м. Отмечена высокая карбонатизация юрских пластов-коллекторов — 3 %. Геофизические характеристики баженновской свиты — это небольшие вариации показаний метода $ПС=\pm 2,0$ мВ; средний уровень $УЭС=32—47$ Ом·м и естественной радиоактивности $27—36$ мкР/ч.

Исследования УЭС и карбонатизации юрских пластов, анализ вариаций ПС, уровня УЭС и естественной радиоактивности баженновской свиты Пельгинского и Смоляного месторождений в значительной степени повторили результаты изучения юрских пластов-коллекторов и баженновской свиты Крапивинского [Алеева, 2020] и Двуреченского [Алеева и др., 2020] месторождений, не имеющих залежей УВ в доюрском НГК и иных прямых признаков нефтегазоносности палеозоя. Для Пельгинского и Смоляного, как и для Крапивинского и Двуреченского месторождений, однозначно характерно отсутствие высокоомности и аномальной карбонатизации юрских пластов-коллекторов, т. е. отсутствие признаков нисходящего/восходящего транзита УВ-флюидов как критерия нефтегазоносности палеозоя.

Геофизические характеристики баженновской свиты Пельгинского и Смоляного месторождений в части ощутимых вариаций показаний метода ПС повторили результат анализа баженновской свиты Крапивинского и Двуреченского месторождений, не имеющих залежей УВ в палеозое. Однако показания методов ГК и КС Пельгинского и Смоляного месторождений — средний уровень естественной радиоактивности и УЭС — не повторил высокие показания ГК и КС, характерные

для Крапивинского и Двуреченского месторождений.

Исследования юрских пластов 103 поисковых и разведочных скважин Западно-Останинского месторождения показало, что для нефтенасыщенных пластов $УЭС=6\div 15$ Ом·м при среднем значении 10 Ом·м, для водонасыщенных пластов $УЭС=3\div 4$ Ом·м при среднем значении 4 Ом·м. Отмечена высокая карбонатизация юрских пластов-коллекторов месторождения — 5 %. На Западно-Останинском месторождении в интервале баженновской свиты незначительные вариации $ПС= \pm(1,1—2,0)$ мВ; высокий уровень $УЭС=77$ Ом·м и низкий уровень естественной радиоактивности 32 мкР/ч.

Анализ УЭС и карбонатности юрских пластов, геофизических параметров баженновской свиты Западно-Останинского месторождения показал, что практически по всем показателям, за исключением высоких значений УЭС баженновской свиты, это месторождение принадлежит к типу месторождений с нефтегазоносным палеозоем. Тем не менее на этом месторождении нефтегазоносность палеозоя в настоящее время отмечена только незначительными признаками в керне. Таким образом, Западно-Останинское месторождение остается месторождением с неясной нефтегазоносностью доюрского НГК. К этому необходимо добавить, что еще в 70-е годы прошлого века на Западно-Останинское месторождение было обращено особое внимание. И здесь для расширения стратиграфического диапазона объектов поиска был пробурен ряд скважин специального назначения — для изучения глубокозалегающих горизонтов палеозоя. Максимальная вскрытая мощность доюрского разреза — 1157 м (скважина 443Р), остальными скважинами палеозой вскрыт в пределах толщин 100 м.

Суммируя изложенное, можно назвать шесть геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза как прогностических показателей для оценки нефтегазоносности доюрского (палеозойского) разреза (табл. 11):

показатель 1 — высокое УЭС юрских нефтенасыщенных пластов-коллекторов (пороговое значение не менее 10 Ом·м);

показатель 2 — высокое УЭС юрских водонасыщенных пластов-коллекторов (пороговое значение не менее 7 Ом·м);

показатель 3 — высокая карбонатность юрских пластов-коллекторов (пороговое значение не менее 5 %);

показатель 4 — незначительные вариации (\pm) показаний метода ПС баженовской свиты (пороговое значение менее 2 мВ);

показатель 5 — низкие показания ГК баженовской свиты (пороговое значение менее 40 мкР/ч);

показатель 6 — низкие показания КС баженовской свиты (пороговое значение менее 50 Ом·м);

Необходимо обратить внимание на тот факт, что приведенные в табл. 11 месторождения с залежами в доюрском НГК по палеозою расположены в пределах Нью-рольской СФЗ.

В контексте содержательной нагрузки показателям с порядковыми номерами 1, 2 и 3 следует присвоить важность 1-го ранга (вес=2). Остальным показателям в том же контексте, можно присвоить важность 2-го ранга (вес=1), что представляется соразмерным.

С помощью табл. 12 оценим репрезентативность принятых прогностических показателей и их пороговых значений с учетом присвоенной им важности (ранга). Анализ табл. 2 позволяет сделать следующие выводы:

1) применение для прогноза нефтеносности (для промыслового диагноза) доюрского разреза комплекса показателей, включающего показатели 1-го и 2-го рангов, может обеспечить вероятность правильного прогноза в пределах 70—100 %;

2) применение для промысловой диагностики доюрского разреза только показателей 1-го ранга может обеспечить вероятность правильного прогноза в пределах 67—100 %;

3) для 100 % вероятности правильной промысловой диагностики доюрского разреза месторождения без залежей в доюр-

ском НГК может быть достаточным применение только показателей 1-го ранга;

4) 100 % вероятность правильной промысловой диагностики доюрского разреза месторождения с залежами в доюрском НГК не обеспечивается ни показателями только 1-го ранга, ни комплексом показателей;

5) вероятность правильной промысловой диагностики доюрского разреза месторождения с залежами в доюрском НГК только показателями 1-го ранга может составить 67—100 %;

6) вероятность правильной промысловой диагностики доюрского разреза месторождения с залежами в доюрском НГК комплексом показателей 1-го и 2-го ранга может составить 78—100 %;

Сделаем допущение, что поисковая ситуация на площади прогноза (не обязательно месторождения) складывается таким образом, что на площади имеются скважины только с *водонасыщенными* юрскими пластами. Такая ситуация вполне реалистична. Для такой ситуации (табл. 12) формулируются следующие выводы:

1) применение для промысловой диагностики палеозоя комплекса показателей может обеспечить правильный прогноз с вероятностью 62—100 %;

2) применение для промысловой диагностики палеозоя только показателей 1-го ранга (2+3) может обеспечить правильный прогноз с вероятностью 50—100 %;

3) для 100 % вероятности промыслового прогноза палеозоя на площади без залежей в доюрском НГК достаточно применение показателей только 1-го ранга (2+3);

4) 100 % вероятность правильного промыслового прогноза палеозоя на площади с залежами в доюрском НГК не обеспечивается ни показателями 1-го ранга (2+3), ни комплексом показателей;

5) вероятность правильной диагностики палеозоя на площади с залежами в доюрском НГК только показателями 1-го ранга (2+3) может составить 50—100 %, т. е. весьма вероятен «пропуск» площади, продуктивной по палеозою;

6) вероятность правильной диагностики

Т а б л и ц а 11. Геофизические и петрофизические характеристики юрского разреза месторождений

Характеристики юрского разреза	Месторождения без залежей в доюрском НГК				Месторождения с залежами в доюрском НГК				Месторождение с неясной нефтеносностью доюрского НГК	
	Месторождения без залежей в доюрском НГК		Смоляное		Герасимовское		Останинское			Западно-Останинское
	Крапивинское	Двуреченское	Пельгинское	Смоляное	Герасимовское	Останинское	Нижнегабарганское			
1. УЭС юрских нефтенасыщенных пластов-коллекторов: Диапазон; среднее , Ом·м	6—8; 7	6—12; 8	6—9; 7	6—8; 7	8—20; 13	11—21; 14	10—14; 12	6—15; 10		
2. УЭС юрских водонасыщенных пластов-коллекторов: Диапазон; среднее , Ом·м	3,0—3,2; 3	2—5; 4	3—5; 4	4—5; 5	2—3; 3	5—9; 7	6—9; 7	3—4; 4		
3. Карбонатность юрских пластов-коллекторов: Диапазон; среднее , %	1—3; 2	1—2; 1,6	2—6; 3	2—3; 3	4—8; 5	1—16; 6	3—9; 5	2—11; 5		
4. Вариации (±) показаний метода ПС баженовской свиты: Диапазон; среднее , мВ	2,0—4,8; 3,4	5,0—8,0; 6,5	1,6—2,5; 2,0	0,8—4,3; 2,0	0,8—2,1; 1,5	0,5—2,5; 1,5	0,7—1,4; 1,1	1,1—2,0; 1,6		
5. Показания метода ГК баженовской свиты: Диапазон; среднее , мкР/ч	42—56; 49	40—59; 50	33—39; 36	26—28; 27	26—33; 30	36—44; 40	23—31; 28	17—38; 32		
6. Показания метода КС баженовской свиты: Диапазон; среднее , Ом·м	92—174; 133	95—111; 103	35—66; 47	31—34; 32	39—53; 46	32—42; 38	28—38; 33	52—114; 77		
Приуроченность к юрской СФЗ	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район	Пурпейско-Васюганский район		
Приуроченность к палеозойской СФЗ	Туйско-Барабинская	Туйско-Барабинская	Нюрольская	Нюрольская	Нюрольская	Нюрольская	Нюрольская	Нюрольская		

Т а б л и ц а 12. Корреляционная таблица прогностических показателей нефтеносности доюрского разреза месторождений

Прогностический показатель	Месторождения без залежей в доюрском НГК				Месторождения с залежами в доюрском НГК			Месторождение с нефтеносностью доюрского НГК
	Месторождения без залежей в доюрском НГК				Месторождения с залежами в доюрском НГК			
	Крапивинское	Двуреченское	Пельгинское	Смоляное	Герасимовское	Останинское	Нижнетабаганское	
1. УЭС юрских нефтенасыщенных пластов-коллекторов	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	
2. УЭС юрских водонасыщенных пластов-коллекторов	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«-»«-»	«+»«+»	«-»«-»	
3. Карбонатность юрских пластов-коллекторов	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	«+»«+»	
4. Вариации (±) показаний метода ПС баженовской свиты	«+»	«+»	«+» «-»	«+» «-»	«+»	«+»	«+»	
5. Показания метода ГК баженовской свиты	«+»	«+»	«-»	«-»	«+»	«+»	«+»	
6. Показания метода КС баженовской свиты	«+»	«+»	«-»	«-»	«+»	«+»	«-»	
Условная оценка вероятности* правильного прогноза (по комплексу показателей 1—6), %	100	100	70	70	78	90	100	
Условная оценка вероятности* правильного прогноза (по показателям 1—3), %	100	100	100	100	67	100	67	
Допущение поисковой ситуации — случай отсутствия скважин с нефтенасыщенными юрскими пластами								
Условная оценка вероятности* правильного прогноза (по комплексу показателей 2—6), %	100	100	62	62	71	88	100	57
Условная оценка вероятности* правильного прогноза (по показателям 2—3), %	100	100	100	100	50	100	100	50

Примечание: «+» — соответствие пороговому значению показателя 2-го ранга; «+»«+» — соответствие пороговому значению показателя 1-го ранга; «-» — несоответствие пороговому значению показателя 2-го ранга; «-»«-» — несоответствие пороговому значению показателя 1-го ранга; * — условная оценка вероятности, рассчитанная отношением: количество показателей «+»/сумма показателей «+» и «-».

палеозоя на площади с залежами в доюрском НГК комплексом показателей может составить 71—100 %, т. е. это весьма надежный прогнозно-поисковый прогноз.

Из рассмотрения табл. 2 может последовать вывод, что *достаточно показателя 3 (1-го ранга) для правильной диагностики с вероятностью 100 %*. Однако дело в том, что получение показателя «карбонатность юрских пластов-коллекторов» весьма неоперативно и несамодостаточно по следующим причинам:

1) определение общей карбонатности ($S_{\text{карб.}}$) объемным газометрическим методом — это результат стационарных лабораторных исследований;

2) кроме того, $S_{\text{карб.}}$ — это суммарная карбонатность породы, значительная часть которой или целиком может быть сформирована не вторичными эпигенетическими изменениями, а первичными процессами осадкообразования. Для определения доли вторичной карбонатности необходимы специальные литогеохимические исследования;

3) использование для диагностики (прогноза) только одного показателя представляется некорректным в рамках методологии геологического поиска. *Комплексирование показателей (прогностические показатели 1—6, табл. 12), безусловно, предпочтительно, если геологический процесс один, а физико-химическая природа показателей разная.*

Отдельно скажем о Западно-Останинском месторождении (табл. 11 и 12). Если это месторождение условно рассматривать как объект прогноза, то при всех названных вариантах поисковой ситуации вероятность правильного прогноза составляет 50—57 %. Как видим, и такой прогноз *оставляет неясной, неопределенной нефтегазоносность доюрского НГК Западно-Останинского месторождения.*

Авторы отдают себе отчет, что приведенный анализ основывается на материалах первого десятка объектов/месторождений, но, тем не менее, это фактическая геофизика и петрофизика более 200 поисковых и разведочных скважин. И приве-

денный анализ, в контексте обоснования научной гипотезы, может быть интересен как в теоретическом, так и в прикладном аспекте.

Заключение. Ранее в качестве обоснования нового критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей УВ сформулирована авторская гипотеза аномальности геофизических и петрофизических характеристик транзитных юрских пластов — уникальности «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза. При этом концептуально принято, что в случае как возможной восходящей, так и нисходящей миграции химически агрессивной смеси УВ-флюидов происходят процессы наложенного эпигенеза, в результате которых горные породы транзитных пластов испытывают вторичные преобразования, приводящие к аномальным геофизическим и петрофизическим характеристикам. В первом случае палеозойские отложения рассматриваются как комплекс с высоким самостоятельным нефтегенерационным потенциалом, приводящий к восходящей миграции УВ-флюидов. Во втором случае, подтвержденным геохимической корреляцией состава нефтей и битумоидов нефтематеринских пород, изотопным составом углерода и ЯМР-спектров нефтей, является нисходящая направленность вертикальной межпластовой миграции УВ из юрских свит в доюрский комплекс.

В настоящей статье проведен анализ и сопоставление геофизических и петрофизических характеристик юрских пластов разного типа месторождений, расположенных в пределах Нюрольской структурно-фациальной зоны (юго-восток Западной Сибири). Это — месторождения Пельгинское и Смоляное без признаков нефтеносности доюрского разреза, Нижнетабагаское с промышленными притоками УВ в доюрском комплексе и Западно-Останинское невыясненного типа.

Результаты исследований УЭС и карбонатизации юрских пластов, а также вариаций ПС, уровня УЭС и естественной

радиоактивности баженовской свиты Нижнетабаганского месторождения практически полностью повторили результаты аномальной геофизики и петрофизики юрских пластов-коллекторов и баженовской свиты ранее изученных Герасимовского и Останинского месторождений, имеющих промышленные залежи УВ в доюрском НГК.

Исследования УЭС и карбонатизации юрских пластов, анализ вариаций ПС, уровня УЭС и естественной радиоактивности баженовской свиты Пельгинского и Смоляного месторождений повторили результаты изучения юрских пластов-коллекторов и баженовской свиты ранее изученных Крапивинского и Двуреченского месторождений, не имеющих залежей УВ в доюрском НГК. Для Пельгинского и Смоляного, как и для Крапивинского и Двуреченского месторождений, однозначно характерно отсутствие высокоомности и аномальной карбонатизации юрских пластов-коллекторов, т. е. отсутствие признаков нисходящего/восходящего транзита УВ-флюидов как критерия нефтегазонасности палеозоя.

Суммируя полученные результаты, *определены шесть геофизических и петрофизических характеристик юрского разреза как прогностических показателей для оценки нефтегазонасности доюрского (палеозойского) разреза*: 1 — высокое УЭС юрских нефтенасыщенных пластов-коллекторов, показатель 1-го ранга значимости (пороговое значение не менее 10 Ом·м); 2 — высокое УЭС юрских водонасыщенных пластов-коллекторов, показатель 1-го ранга значимости (пороговое значение не менее 7 Ом·м); 3 — высокая карбонатность юрских пластов-

коллекторов, показатель 1-го ранга значимости (пороговое значение не менее 5 %); 4 — незначительные вариации (\pm) показаний метода ПС баженовской свиты, показатель 2-го ранга значимости (пороговое значение менее 2 мВ); 5 — низкие показания ГК баженовской свиты, показатель 2-го ранга значимости (пороговое значение менее 40 мкР/ч); 6 — низкие показания КС баженовской свиты, показатель 2-го ранга значимости (пороговое значение менее 50 Ом·м).

Выполнен анализ эффективности приложения прогностических показателей для диагностики месторождений без залежей и с залежами в доюрском НГК, для разных поисковых ситуаций на площади прогноза, с учетом возможного комплексирования показателей, их ранга значимости и фактической доступности. *Констатирована предпочтительность комплексирования прогностических показателей.*

Полагаем, что использование полученных и приведенных в настоящей статье теоретических и прикладных результатов, обосновывающих новый критерий прогнозирования, повысит эффективность поисков и освоения зон нефтегазонакопления в новом стратиграфическом горизонте — в доюрском нефтегазонасном комплексе. Этот горизонт отнесен к трудноизвлекаемой нефти, но является инвестиционно привлекательными из-за приуроченности к территориям нефтепромыслов с развитой инфраструктурой. Кроме того, для прогнозной оценки (диагностики) палеозойского разреза можно использовать материалы геофизики и петрофизики старого фонда скважин, пробуренных на юрско-меловые поисковые объекты.

Список литературы

Алеева А.О. Сравнительная петрофизическая характеристика юрских разрезов Герасимовского и Крапивинского месторождений (в связи с нефтегазонасностью доюрских отложений Томской области). *Нефтегазовая геология. Теория и практика.* 2020.

Т. 15. № 2. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2020/18_2020.html.

Алеева А.О., Исаев В.И. Сравнительная петрофизическая характеристика разрезов Герасимовского и Крапивинского место-

- рождений (в связи с нефтегазоносностью доюрских отложений). *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2019. Т. 330. № 9. С. 21—31.
- Алеева А.О., Исаев В.И., Лобова Г.А. Сравнительная петрофизическая характеристика юрских разрезов Останинского и Двуреченского месторождений (в связи с нефтегазоносностью доюрских отложений Томской области). *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2020. Т. 331. № 9. С. 49—62.
- Волченкова Т.Б. Модель стратификации доюрского разреза восточной части Уватского района. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2017. Т. 12. № 3. Режим доступа: http://ngtp.ru/rub/4/36_2017.pdf.
- Галиева М.Ф., Алеева А.О., Исаев В.И. Очаги генерации углеводородов и их аккумуляция в доюрском разрезе Сельвейкинской площади глубокого бурения (Томская область). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2020. Т. 15. № 3. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2020/26_2020.html.
- Галиева М.Ф., Крутенко Д.С. Геолого-геофизические аргументы гипотезы «баженковского источника» доюрских залежей нефти Останинской группы месторождений (Томская область). *Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. молодых ученых и студентов, посв. 85-летию акад. А. Э. Конторовича*. Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. С. 22—25.
- Гольшев С.И., Падалко Н.Л., Мадишева Р.К., Оздоев С.М., Портнов В.С., Исаев В.И. Изотопный состав нефтей Арыкумского прогиба (Южный Казахстан). *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2020. Т. 331. № 3. С. 80—89. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/3/2533>.
- Исаев В.И., Лобова Г.А., Мазуров А.К., Фомин А.Н., Старостенко В.И. Районирование баженовской свиты и клиноформ неокома по плотности ресурсов сланцевой и первично-аккумулятивной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины). *Геофиз. журн.* 2016. Т. 38. № 3. С. 29—51. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i3.2016.107778>.
- Исаев В.И., Лобова Г.А., Мазуров А.К., Старостенко В.И., Фомин А.Н. Районирование мегавпадин юго-востока Западной Сибири по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской материнских свит. *Геология нефти и газа*. 2018. № 1. С. 15—39.
- Исаев В.И., Галиева М.Ф., Алеева А.О., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Фомин А.Н. Палеотемпературное моделирование очагов генерации углеводородов и их роль в формировании залежей «палеозойской» нефти (Останинское месторождение, Томская область). *Георесурсы*. 2021. № 1. (в печати)
- Исаев Г.Д. Кораллы, биостратиграфия и геологические модели палеозоя Западной Сибири. Новосибирск: Гео, 2007. 248 с.
- Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. 253 с.
- Коржов Ю.В., Исаев В.И., Жильцова А.А., Латыпова О.В. Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Красноленинского свода). *Геофиз. журн.* 2013а. Т. 35. № 1. С. 113—129. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i1.2013.116338>.
- Коржов Ю.В., Исаев В.И., Кузина М.Я., Лобова Г.А. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов). *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2013б. Т. 323. № 1. С. 51—56.
- Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Исаев В.И., Стариков А.И., Кузина М.Я. Генезис углеводородов доюрского комплекса Ханты-Мансийского месторождения (зона локального сжатия Западно-Сибирской плиты). *Геофиз. журн.* 2020. Т. 42. № 5. С. 130—147. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v42i5.2020.215076>.
- Кудельский А.В. Геолого-геохимическая несостоятельность газсланцевого бумма. *Геофиз. журн.* 2014. Т. 36. № 1. С. 105—118. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i1.2014.116155>.

- Кузьменков С.Г., Исаев В.И., Булатов В.И., Аюпов Р.Ш., Игенбаева Н.О., Кузьмин Ю.А., Стулов П.А. Развитие нефтегазового комплекса Югры, трудноизвлекаемые запасы. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2018. Т. 329. № 11. С. 103—113. <https://doi.org/10.18799/24131830/2018/11/214>.
- Кузьменков С.Г., Кузьмин Ю.А., Стулов П.А., Аюпов Р.Ш., Булатов В.И., Игенбаева Н.О., Исаев В.И., Лобова Г.А. Идентификация трудноизвлекаемых запасов нефти Югры. *Геофиз. журн.* 2019. Т. 41. № 4. С. 114—124. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177372>.
- Кузьменков С.Г., Аюпов Р.Ш., Новиков М.В., Исаев В.И., Лобова Г.А., Стулов П.А., Бутин В.С., Астапенко Е.О. Методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях Югры. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2020. Т. 331. № 4. С. 96—106. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/4/2597>.
- Лобова Г.А., Искоркина А.А., Исаев В.И., Старостенко В.И. Нефтегазоносность нижнеюрских и доюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины. *Геофиз. журн.* 2015. Т. 37. № 1. С. 3—20. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v37i1.2015.111320>.
- Лобова Г.А., Исаев В.И., Кузьменков С.Г., Лулева Т.Е., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов). *Геофиз. журн.* 2018. Т. 40. № 4. С. 73—106. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611>.
- Лобова Г.А., Лулева Т.Е., Исаев В.И., Коржов Ю.В., Галиева М.Ф., Крутенко Д.С. Тепловой поток и термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность палеозоя Колтогорского мезопргиба (южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта). *Геофиз. журн.* 2019. Т. 41. № 5. С. 128—155. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i5.2019.183640>.
- Лукин А.Е., Шестопалов В.М. От новой геологической парадигмы к задачам региональных геолого-геофизических исследований. *Геофиз. журн.* 2018. Т. 40. № 4. С. 3—72. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140610>.
- Мадишева Р.К., Серебренникова О.В., Исаев В.И., Портнов В.С., Оздоев С.М. Состав биомаркеров и происхождение нефтей Арыскупского прогиба (Южный Казахстан). *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2020. Т. 331. № 7. С. 116—130. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/7/2724>.
- Мельник И.А. Выявление вторично преобразованных терригенных коллекторов на основе статистической интерпретации материалов ГИС. *Геофизика*. 2013. № 4. С. 29—36.
- Мельник И.А., Недоливко Н.М., Зимица С.В. Вторичные карбонаты юрских песчаных отложений как показатели продуктивности палеозоя. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2020. Т. 331. № 3. С. 32—38. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/3/2529>.
- Оздоев С.М., Мадишева Р.К., Сейлханов Т.М., Портнов В.С., Исаев В.И. О нефтегазоносности коры выветривания складчатого фундамента Арыскупского прогиба Южно-Торгайского бассейна. *Нефть и газ*. 2020. № 1. С. 17—32.
- Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990 г. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. 54 с.
- Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональные стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины. Редкол.: В.И. Краснов, В.С. Бочкарев, Ф.Г. Гурари и др. Новосибирск: ротапонт СНИИГГиМС, 1999. 80 с.
- Рыжкова С.В., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Н., Борисов Е.В., Калинина Л.М., Нехаев А.Ю., Пономарева Е.В., Фомин М.А., Ян П.А. Фациально-стратиграфическое районирование келловей-кимериджских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна. *Геология и геофизика*. 2020. Т. 61. № 3. С. 409—421.

- Сорохтин Н.О., Лобковский Л.И., Семилетов И.П. Глубинный цикл углерода и формирование abiогенных углеводородов. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2018. Т. 329. № 8. С. 156—173.
- Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Курасов И.А., Бордюг Е.В., Кирюхина Т.А. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*. 2015. Т. 61. № 2. С. 63—76.
- Ablya, E., Nadezhkin, D., Bordyg, E., Korneva, T., Kodlaeva, E., Mukhutdinov, R., Sugden, M.A., & Van Bergen, P.F. (2008). Paleozoic-sourced petroleum systems of the West Siberian Basin. What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 39(8), 1176—1184. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.04.008>.
- Aleksandrov, V.M., Ponomarev, A.A., Imashev, G., Makhatova, V.E., & Shakibayeva, A.N. (2017). Digital petrophysics and standard laboratory methods for determining terrigenous container rocks capacitive properties. *Journal of Industrial Pollution Control*, 33(1), 1048—1051.
- Brekhtunsov, A.M., Monastirev, B.V., & Nesterov, I.I. (Jr.). (2011). Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), 781—791.
- Isaev, V.I., Kuzmenkov, S.G., Ayupov, R.Sh., Kuzmin, Yu.A., Lobova, G.A., & Stulov, P.A. (2019). Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia). *Геофиз. журн.*, 41(1), 33—43. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862>.
- Jarvie, D.M. (2012). Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2 — Shale-oil Resource Systems. *Shale reservoirs — giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97* (pp. 89—119).

The nature of the Paleozoic oil deposits and their prospecting «indication» in geophysical section of the Jurassic layers (southeast of Western Siberia)

V.I. Isaev¹, A.O. Aleeva¹, G.A. Lobova¹, O.S. Isaeva², V.I. Starostenko³, 2021

¹National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

²Tomsk branch of the Federal State Department «Territorial fund of geological information in the Siberian Federal Region», Tomsk, Russia

³S.I. Subbotin Institute of Geophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kiev, Ukraine

Commercial significance of the majority of Western Siberian oil fields is concerned with the Senomanian, Neocomian and, above all, Upper Jurassic horizons. For now, oil fields are at the late development stage and resource potential of the Jurassic horizon is strongly expired. Commercial potential of the pre-Jurassic (Paleozoic) rocks has been brought out throughout all territory of oil and gas province. Extensive work on estimation of the pre-Jurassic rocks oil and gas potential is performed in southeast, in the territory of Tomsk Region, within which 13 hydrocarbon deposits have been discovered in the Paleozoic.

Original hypothesis of anomalousness of geophysical and petrophysical characteristics of the Jurassic layers — uniqueness of «indication» the Paleozoic deposits in geophysical parameters of overlaying Mezozoic-Cenozoic section was stated as a foundation of new prospecting criterion for the Paleozoic deposits. The Paleozoic formations are accepted as a complex with its own oil generating potential, which results in upward migration of hydrocarbon fluids. Additionally, downward direction of vertical interstratal hydrocarbon migration from the Jurassic source rocks into the pre-Jurassic complex is brought out. It was accepted as a conception that as in case of upward, so in case of downward fluid migration, processes of superposed epigenesis perform and lead to secondary epigenetic transformations of rocks of transit Jurassic layers, which result in their anomalous geophysical and petrophysical characteristics.

This paper analyzes and compares geophysical and petrophysical characteristics of the Jurassic layers of different field types in Tomsk Region: without oil and gas potential in pre-Jurassic section, with commercial inflows from the pre-Jurassic complex and unknown type. Results of exploration electrical resistivity and carbonatization in the Jurassic layers of 200 wells and also spontaneous potential variation, electrical resistivity and natural radioactivity in Bazhenov suite confirm anomalousness of geophysical and petrophysical parameters of Jurassic rocks in case of pre-Jurassic deposits.

This paper determines 6 geophysical and petrophysical characteristics of the Jurassic layers as predictive indicators for oil and gas potential estimation in pre-Jurassic section.

Efficiency analysis of using predictive indicators for bringing out fields with and without deposits in the pre-Jurassic complex was performed for different prospecting cases in the research territory with account taken of possible complexing of indicators, their rank and actual availability. This paper states preference of indicators complexing.

Application of a new prospecting criterion will improve efficiency of searching in new prioritized stratigraphic horizon — the Paleozoic, which contains unconventional oil.

Key words: the Paleozoic oil and gas complex, anomalousness of geophysical and petrophysical characteristics of the Jurassic layers as prospecting criterion, southeast of Western Siberia.

References

- Aleeva, A.O. (2020). Comparative petrophysical characteristic of the Jurassic sections of the Gerasimov and Krapivin fields (in relation to Pre-Jurassic petroleum potential of the Tomsk region). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 15(2), 1—20. Retrieved from http://www.ngtp.ru/rub/2020/18_2020.html (in Russian).
- Aleeva, A.O., & Isaev, V.I. (2019). Comparative petrophysical characteristic of the cuts of the Gerasimovskoe and Krapivinskoe fields (in relation to petroleum potential of Pre-Jurassic deposits). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 330(9), 21—31 (in Russian).
- Aleeva, A.O., Isaev, V.I., & Lobova, G.A. (2020). Comparative petrophysical characteristic of the Jurassic sections of the Ostaninskoe and Dvurechenskoe fields (in relation to petroleum potential of Pre-Jurassic deposits of the Tomsk region). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 331(9), 49—62 (in Russian).
- Volchenkova, T.B. (2017). Stratification model of Pre-Jurassic section of the eastern part Uvatsky district. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 12(3), 1—18. Retrieved from http://ngtp.ru/rub/4/36_2017.pdf (in Russian).
- Galieva, M.F., Aleeva, A.O., & Isaev, V.I. (2020). Hydrocarbons generation focus and accumulation within the Pre-Jurassic section of the deep drilling Selveikin area (Tomsk region). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 15(3), 1—16. Retrieved from http://www.ngtp.ru/rub/2020/26_2020.html (in Russian).
- Galieva, M.F., & Krutenko D.S. (2019). Geological and geophysical arguments of the hypothesis of the «Bazhenov suite» of pre-Jurassic oil deposits of the Ostaninsky group of fields (Tomsk region): *Actual problems of oil and gas geology in Siberia: Proceedings of the 2nd All-Russian scientific conf. young scientists and students, dedicated. To the 85th anniversary of Acad. A.E. Kontorovich* (pp. 22—25). Novosibirsk: IPTS NGU Publ. (in Russian).
- Golyshev, S.I., Padalko, N.L., Madisheva, R.K., Ozdov, S.M., Portnov, V.S., & Isaev, V.I. (2020). Isotopic composition of the Arysium depression oil (south Kazakhstan). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 331(3), 80—89. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/3/2533> (in Russian).
- Isaev, V.I., Lobova, G.A., Mazurov, A.K., Fomin, A.N. & Starostenko, V.I. (2016a). Zoning of the Bazhenov suite and clinofolds of Neocomian according to the density resources of shale and primarily-accumulated oil (Nurol megadepression as an example). *Geofizicheskiy zhurnal*, 38(3), 29—51. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i3.2016.107778> (in Russian).
- Isaev, V.I., Lobova, G.A., Mazurov, A.K., Starostenko, V.I., Fomin, A.N. (2018). Zoning of mega-

- depressions by shale oil generation density of Togur and Bazhenov source suites in the south-east of Western Siberia. *Geologiya nefti i gaza*, (1), 15—39 (in Russian).
- Isaev, V.I., Galieva, M.F., Aleeva, A.O., Lobova, G.A., Starostenko, V.I., Fomin, A.N. (2021). Paleotemperature modeling of sources of hydrocarbon generation and their role in the formation of deposits of «Paleozoic» oil (Ostansinskoe field, Tomsk region). *Georesources*, (1). (in print).
- Isaev, G.D. (2007). *Corals, biostratigraphy and geological models of the Paleozoic in West Siberia*. Novosibirsk: Geo, 248 p. (in Russian).
- Kontorovich, V.A. (2002). *Tectonics and oil and gas potential of the Mesozoic-Cenozoic sediments of the Western Siberia southeastern regions*. Novosibirsk: Publ. House of the SB RAS, 253 p. (in Russian).
- Korzhov, Yu.V., Isaev, V.I., Zhiltsova, A.A., & Latypova, O.V. (2013a). Distribution of aromatic hydrocarbons in the context of sediments of oil and gas bearing complexes (on the example of Krasnoleninsky arch deposits). *Geofizicheskiy zhurnal*, 35(1), 113—129. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i1.2013.116338> (in Russian).
- Korzhov, Yu.V., Isaev, V.I., Kuzina, M.Ya., & Lobova, G.A. (2013b). Genesis of the Pre-Jurassic oil deposits of Rogozhnikovskiy group of fields (based on the results of the study of the vertical zonality of alkanes). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 323(1), 51—56 (in Russian).
- Korzhov, Yu.V., Lobova, G.A., Isaev, V.I., Starikov, A.I., Kuzina, M.Ya., (2020). Hydrocarbons genesis of Pre-Jurassic complex in Khanty-Mansiysk field (the zone of West Siberian plate local compression). *Geofizicheskiy zhurnal*, 42(5), 130—147. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v42i5.2020.215076> (in Russian).
- Kudelskiy, A.V. (2014). Geological-geochemical inconsistency of gas-shale boom. *Geofizicheskiy zhurnal*, 36(1), 105—118. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i1.2014.116155> (in Russian).
- Kuzmenkov, S.G., Isaev, V.I., Bulatov, V.I., Ayupov, R.Sh., Igenbaeva, N.O., Kuzmin, Yu.A., Stulov, P.A., 2018. Development of Yugra oil and gas complex, hard-to-extract reserves. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 329(11), 103—113. <https://doi.org/10.18799/24131830/2018/11/214> (in Russian).
- Kuzmenkov, S.G., Kuzmin, Yu.A., Stulov, P.A., Ayupov, R.Sh., Bulatov, V.I., Igenbaeva, N.O., Isaev, V.I., & Lobova, G.A. (2019). Identification of hard to recover reserves of Ugra oil. *Geofizicheskiy zhurnal*, 41(4), 114—124. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177372> (in Russian).
- Kuzmenkov, S.G., Ayupov, R.Sh., Novikov, M.V., Isaev, V.I., Lobova, G.A. (2020). Enhanced oil recovery methods at fields of Yugra. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 331(4), 96—106. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/4/2597> (in Russian).
- Lobova, G.A., Iskorkina, A.A., Isaev, V.I., Starostenko, V.I. (2015). Petroleum potential of Lower Jurassic and Pre-Jurassic reservoirs of Ust-Tym megadepression. *Geofizicheskiy zhurnal*, 37(1), 3—20. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v37i1.2015.111320> (in Russian).
- Lobova, G.A., Isaev, V.I., Kuzmenkov, S.G., Luneva, T.E., & Osipova, E.N. (2018). Oil and gas reservoirs of weathering crusts and Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves). *Geofizicheskiy zhurnal*, 40(4), 73—106. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611> (in Russian).
- Lobova, G.A., Luneva, T.E., Isaev, V.I., Korzhov, Yu.V., Galieva, M.F., Krutenko, D.S. The Heat flow, thermal history of the source Lower Jurassic Togurskaya suite and oil-and-gas potential of the Paleozoic of the Koltogor mezodepression (southern segment of the Koltogor-Urengoy paleorift). *Geofizicheskiy zhurnal*, 41(5), 128—155. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i5.2019.183640> (in Russian).
- Lukin, A.E., & Shestopalov, V.M. (2018). From new geological paradigm to the problems of regional geological-geophysical survey. *Geofizicheskiy zhurnal*, 40(4), 3—72. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140610> (in Russian).
- Madisheva, R.K., Serebrennikova, O.V., Isaev, V.I., Portnov, V.S., & Ozdoev, S.M. (2020). Composition of biomarkers and origin of oils of the

- Aryskum depression (South Kazakhstan). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring geoesursov*, 331(7), 116—130. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/7/2724> (in Russian).
- Melnik, I.A. (2013). Identification of secondary converted terrigenous reservoirs based on the statistical interpretation data GIS. *Geofizika*, (4), P. 29—36 (in Russian).
- Melnik, I.A., Nedolivko, N.M., Zimina, S.V. (2020). Secondary carbonates of Jurassic sand deposits as indicators of the Paleozoic productivity. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring geoesursov*, 331(3), 32—38. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/3/2529> (in Russian).
- Ozdoev, S.M., Madisheva, R.K., Seilkhanov, T.M., Portnov, V.S., & Isaev, V.I. (2020). Oil and gas content of the weathering crust of the folded basement of the Aryskum trough in the South-Torgai basin. *Neft' i gaz*, (1), 17—32 (in Russian).
- Decision of the 5th Interdepartmental regional stratigraphic meeting on Mesozoic deposits of the West Siberian plain. (1990). Tyumen: ZapSibNIGNI, 54 p. (in Russian).
- Decision of Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the consideration and adoption of regional stratigraphic schemes of Paleozoic of West Siberian plain. (1999). Ed. Krasnov, V.I., Bochkarev, V.S., Gurari, F.G. Novosibirsk, Reportprint SNIIGGiMS, 80 p. (in Russian).
- Ryzhkova, S.V., Vakulenko, L.G., Kazanenkova, V.A., Kontorovich, A.E., Kontorovich, V.A., Nikitenko, B.L., Shurygin, B.N., Borisov, E.V., Kalinina, L.M., Nekhaev, A.Yu., Ponomareva, E.V., Fomin, M.A., & Yan, P.A. (2020). Facies-stratigraphic zonation of the Callovian-Kimmeridgian deposits of the West Siberian sedimentary basin. *Geologiya i geofizika*, 61(3), 409—421 (in Russian).
- Sorokhtin, N.O., Lobkovskiy, L.I., & Semiletov, I.P. (2018). Carbon depth cycle and formation of abiogenic hydrocarbons. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring geoesursov*, 329(8), 156—173 (in Russian).
- Stupakova, A.V., Sokolov, A.V., Soboleva, E.V., Kurasov, I.A., Bordyug, E.V., Kiryukhina, T.A. (2015). Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Geoesursy*, 61(2), 63—76 (in Russian).
- Ablya, E., Nadezhkin, D., Bordyug, E., Korneva, T., Kodlaeva, E., Mukhutdinov, R., Sugden, M.A., & Van Bergen, P.F. (2008). Paleozoic-sourced petroleum systems of the West Siberian Basin. What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 39(8), 1176—1184. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.04.008>.
- Aleksandrov, V.M., Ponomarev, A.A., Imashev, G., Makhatova, V.E., & Shakibayeva, A.N. (2017). Digital petrophysics and standard laboratory methods for determining terrigenous container rocks capacitive properties. *Journal of Industrial Pollution Control*, 33(1), 1048—1051.
- Brekhuntsov, A.M., Monastirev, B.V., & Nesterov, I.I. (Jr.). (2011). Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), 781—791.
- Isaev, V.I., Kuzmenkov, S.G., Ayupov, R.Sh., Kuzmin, Yu.A., Lobova, G.A., & Stulov, P.A. (2019). Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia). *Геофиз. журн.*, 41(1), 33—43. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i1.2019.158862>.
- Jarvie, D.M. (2012). Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2 — Shale-oil Resource Systems. *Shale reservoirs — giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97* (pp. 89—119).

Про природу палеозойських покладів нафти і їх пошукове «відображення» в геофізичному розрізі юрських пластів (південний схід Західного Сибіру)

В.І. Ісаєв¹, А.О. Алєєва¹, Г.А. Лобова¹, О.С. Ісаєва², В.І. Старостенко³, 2021

¹Національний дослідний Томський політехнічний університет, Томськ, Росія

²Томський філія федеральної державної установи «Територіальний фонд геологічної інформації по Сибірському федеральному округу», Томськ, Росія

³Інститут геофізики ім. С.І. Суботіна НАН України, Київ, Україна

На більшості родовищ Західного Сибіру промислове значення мають горизонти сеноману, неокому і передусім верхньої юри. Родовища знаходяться на пізній стадії розробки, ресурсна база юрського горизонту значною мірою вичерпана. Промислову нафтогазоносність відкладів у доюрському (палеозойському) нафтогазоносному комплексі виявлено на всій площі нафтогазоносної провінції. Значні роботи з оцінювання нафтогазоносності доюрських відкладів виконуються на південному сході, на території Томської області, в межах якої відкрито 13 покладів вуглеводнів у палеозої.

Як обґрунтування нового критерію прогнозування і пошуків палеозойських покладів сформульовано авторську гіпотезу аномальності геофізичних і петрофізичних характеристик юрських пластів — унікальності «відображення» покладів палеозою в геофізичних параметрах перекриваного мезозойсько-кайнозойського розрізу. Палеозойські утворення розглянуто як комплекс із самостійним нафтогенераційним потенціалом, що приводить до висхідної міграції вуглеводневих флюїдів. Поряд з цим виявляється спадна спрямованість вертикальної міжпластової міграції вуглеводнів з юрських материнських світ у доюрський комплекс. Концептуально прийнято, що в разі і висхідної, і низхідної міграції флюїдів відбуваються процеси накладеного епігенезу, в результаті яких гірські породи транзитних юрських пластів зазнають вторинних епігенетичних перетворень, що обумовлює їх аномальні геофізичні та петрофізичні характеристики.

Виконано аналіз та зіставлення геофізичних і петрофізичних характеристик юрських пластів різного типу родовищ Томської області: без ознак нафтоносності доюрського розрізу, з промисловими припливами в доюрському комплексі і нез'ясованого типу. Результати досліджень питомого електричного опору і карбонатизації юрських пластів у розрізах 200 свердловин, а також варіацій потенціалу самочинної поляризації, рівня електричного опору і природної радіоактивності баженовської світи підтвердили аномальність геофізики і петрофізики юрських пластів родовищ, що мають поклади в доюрському комплексі.

Визначено шість геофізичних і петрофізичних характеристик юрських пластів як прогностичних показників для оцінювання нафтогазоносності палеозойського розрізу.

Виконано аналіз ефективності застосування прогностичних показників для діагностики родовищ без покладів і родовищ з покладами в доюрському комплексі, для різних пошукових ситуацій на площі прогнозу, з урахуванням можливого комплексування показників, їх рангу значущості та фактичної доступності. Констатовано перевагу комплексування прогностичних показників.

Використання нового критерію прогнозування підвищить ефективність пошуків у новому пріоритетному стратиграфічному горизонті — палеозойському, віднесеному до важковидобувних нафт.

Ключові слова: палеозойський нафтогазоносний комплекс, аномальність геофізичних і петрофізичних характеристик юрських пластів як пошуковий критерій, південний схід Західного Сибіру.