

УДК 550.853

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2025-64-2-65-71

РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШИРОТНОГО ПРИОБЬЯ

Ольга Валерьевна Тюкавкина¹, Валентин Васильевич Шелепов²,
Владимир Львович Шустер³, Ирина Леонидовна Капитонова⁴

¹ Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; tov.sing@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1607-531X>

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; shelepov_s@mail.ru

³ Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; tshuster@mail.ru

⁴ Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия; kapitonova_il@pfur.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9707-1240>

Аннотация. Рассмотрены вопросы изучения фильтрационно-емкостных свойств низко-проницаемых коллекторов пласта Ю₂ тюменской свиты для оценки нефтенасыщенности в переходной зоне и определения положения уровня водо-нефтяного контакта с целью повышения эффективности моделирования пласта Ю₂ и установления параметров для уточнения запасов нефти. Значительные залежи нефти тюменской свиты открыты в центральной части, западном, восточном и юго-восточных крыльях Сургутского свода, которые характеризуются существенным различием дебитов скважин от долей до десятков кубических метров в сутки. Наличие переходной зоны вода-нефть в низко-проницаемых коллекторах, которая может составлять 2/3 мощности продуктивного пласта, предопределяет повышенные требования к проектированию системы разработки таких залежей, так как традиционные подходы в этом случае оказываются не всегда эффективными.

Ключевые слова: нефтенасыщенность, водо-нефтяной контакт, капиллярные силы, низко-проницаемый коллектор

Для цитируемости: Тюкавкина О.В., Шелепов В.В., Шустер В.Л., Капитонова И.Л. Результаты геолого-промыслового моделирования низкопроницаемых коллекторов на примере месторождений Широкого Приобья // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2025. № 2. С. 65–71.

THE RESULTS OF GEOLOGICAL MODELING OF LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS ON THE EXAMPLE OF DEPOSITS OF THE OB RIVER REGION

Olga V. Tyukavkina¹, Valentin V. Shelepov², Vladimir L. Shuster³, Irina L. Kapitonova⁴

¹ Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; tov.sing@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1607-531X>

² Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; shelepov_s@mail.ru

³ Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; tshuster@mail.ru

⁴ RUDN University, Moscow, Russia; kapitonova_il@pfur.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9707-1240>

Abstract. The issues of studying the filtration and capacitance properties of low-permeable reservoirs of the Ю₂ formation of the Tyumen formation are considered to assess oil saturation in the transition zone and determine the position of the water-oil contact level in order to increase the efficiency of modeling the Ю₂ formation and establish parameters for clarifying oil reserves. Significant oil deposits of the Tyumen formation have been discovered in the central part, the western, eastern and southeastern wings of the Surgut arch, which are characterized by a significant difference in well flow rates from fractions to tens of cubic meters per day. The presence of a water-oil transition zone in low-permeable reservoirs, which can account for 2/3 of the capacity of a productive reservoir, determines increased requirements for the design of a system for developing such deposits, since traditional approaches in this case are not always effective.

Keywords: oil saturation, water-oil contact, capillary forces, low-permeable reservoir

For citation: Tyukavkina O.V., Shelepov V.V., Shuster V.L., Kapitonova I.L. The results of geological modeling of low-permeability reservoirs on the example of deposits of the Ob River Region. *Moscow University Geol. Bull.* 2025; 2: 65–71. (In Russ.).

Введение. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция — крупнейший нефтедобывающий регион России, на сегодняшний день здесь открыты сотни залежей нефти и газа разного типа и масштаба. Наиболее перспективными на поиски нефти по площади Сургутского свода являются нижне- и среднеюрские отложения, которые в тю-

менской свите (восточная часть свода) представлены континентальными и переходными фациями, переходящими в морские фации (северная часть свода) [Бембель и др., 2012; Гурари и др., 2005; Тюкавкина, 2020]. Многие месторождения характеризуются наличием большого фонда эксплуатационных скважин и находятся на завершающей стадии разработки.

В связи со сложными условиями формирования юрских коллекторов, в общей структуре запасов месторождений Сургутского свода существенно увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов и труднодоступных ресурсов углеводородов.

Целью настоящего исследования является повышение качества модели низко-проницаемых коллекторов пласта Ю₂ тюменской свиты на основе новых данных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), полученных при дополнительных исследованиях переходной зоны водо-нефтяного контакта (ВНК).

Особенности тектонического строения исследуемой площади в разное время рассматривали многие ученые [Гогоненков и др., 2007; Гурари и др., 2005; Ермаков и др., 1997; Жеро, 1984; Конторович и др., 1975; Медведев, 2004; Мухер и др., 2005; Никонов и др., 1998; Соколов и др., 1989]. По данным предшествующих исследований Сургутский свод сформировался в доюрское или ранне-среднеюрское время. Раннеюрский возраст так же характерен для большинства средних и малых структур Сургутского свода, развитие которых характеризуется их неравномерным ростом. Необходимо подчеркнуть, что при формировании структур исследуемой площади происходили интенсивные дифференцированные тектонические движения, которые оказывали существенное влияние на условия формирования и фациальные особенности разреза юрских отложений, при этом были сформированы литологические и тектонически-экранированные ловушки [Гогоненков и др., 2007; Дружинин и др., 2009; Жеро, 1984; Конторович и др., 1975].

Все вышесказанное говорит об исключительно сложной обстановке образования юрских пород-коллекторов и предопределяет дополнительные исследования специфики заполнения ловушек углеводородами, фильтрационно-емкостных свойств, изменяющихся за счет тектоно-сейсмической деятельности, что требует детального и более сложного, комплексного подхода к изучению физико-химических и коллекторских свойств пород продуктивных пластов [Ермаков и др., 1997; Иванов, 2012; Соколов и др., 1989]. Важно отметить, что при исследовании геологических условий формирования нижнеюрских низко-проницаемых отложений, необходимо уделять внимание вопросам появления возможных зон раздробленных пород в кристаллическом фундаменте и в коре выветривания, которая может быть проницаема и насыщена углеводородами [Ивашко, 2004; Мухер и др., 2005; Сурков и др., 1981]. Эти особенности формирования низко-проницаемых коллекторов тюменской свиты подчеркивают актуальность исследования и являются основанием для детального изучения фильтрационно-емкостных свойств породы и оценки ее начальной нефтенасыщенности (потенциальной емкости).

Оценка проявлений капиллярных сил и их влияния на процессы формирования начальной нефтенасыщенности. Нефтяные залежи, подстилаемые

водой, характеризуются наличием зоны постепенного перехода от нефти к воде («переходной зоны»). Установлено, что на положение ВНК и размер переходной зоны оказывают существенное влияние ряд факторов: гидравлический напор вод, капиллярные силы, тектонические движения, литологические особенности коллектора, условия формирования залежей, неоднородное строение продуктивных пластов, поверхностные явления, разность удельного веса и вязкости нефти и воды, эксплуатация залежей и др. [Бембель, 2008; Никонов и др., 1998; Шелепов и др., 2020]. Следовательно, правильная оценка проявлений капиллярных сил и их влияния на процессы формирования начальной нефтенасыщенности, а так же процессы вытеснения нефти позволяют оценить их проницаемостную анизотропию, установить закономерности, критерии определения размеров (мощности) переходной зоны, что даст возможность с максимальной точностью построить модель эксплуатационного объекта (пласта) и провести подсчет запасов углеводородов.

Характер распределения макропотоков в пределах залежи и определение направления потоков при ее разработке во многом зависит от литолого-петрографического состава коллектора и его текстурных особенностей, которые можно определить по результатам трассерных исследований [Бембель, 2008; Тюкавкина, 2020; Тюкавкина и др., 2020], а для оценки капиллярных сил (P_k — капиллярное (менисковое давление)) конкретного пласта воспользоваться статистическими методами, например обобщенной функцией: $P_k = f(S_v)$, где S_v — остаточная водонасыщенность. При таком подходе оценка емкостных свойств коллектора будет проведена для определенной зоны продуктивного пласта некоторой средней проницаемости, при этом зависимость $P_k = f(S_v)$ можно получить экспериментально различными методами или способами, в частности, применением ультрацентрифуги с высокой разрешающей способностью.

Методы и результаты исследований. Для построения геологической модели по ограниченному числу пробуренных скважин, предварительно были установлены качественные и количественные параметры изменения ФЕС коллектора, которые определялись как эмпирическими, так и лабораторными методами. Результаты исследований для новых скважин вносились в ПК Petrel и дополнили базу данных, представленную в предыдущих работах авторов [Тюкавкина, 2020; Тюкавкина и др., 2020; Шелепов и др., 2020]. Физико-химическая характеристика состава и свойств углеводородов пласта ЮС₂ исследована на новых 18 образцах поверхностных проб из 13 скважин.

Стандартные исследования ядра проводились в соответствии с требованиями отраслевых регламентов — открытая пористость (K_p) определялась методом насыщения (в качестве насыщающей жидкости использовались вода и керосин); про-

нищаемость ($K_{пр}$) определялась фильтрацией газа; водонасыщенность определялась косвенным методом центрифугирования на определенном режиме, применяемом при изучении коллекторов Западной Сибири. Средние значения коллекторских свойств по пластам рассчитывались как средневзвешенные по эффективной толщине. Зона корректировки положения ВНК определялась эмпирическими методами путем построения и интерпретации кривых капиллярного давления, определения остаточной водонасыщенности и сравнения результатов с данными испытаний скважин.

Лабораторный анализ глубинных проб выполнялся на стандартной аппаратуре высокого давления типа АСМ-300, PVT System RUSKA-2370 и PVT System Chandler 3000-G.

Методическое обеспечение работ соответствовало требованиям отраслевого стандарта ОСТ-39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти» (в новой редакции [ОСТ 153-39, 2003] «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей»).

Обоснование и обсуждение численных значений средних параметров пластовых флюидов проведены в соответствии с «Методическими рекомендациями по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» [Методические..., 2007].

Наиболее сложной задачей при моделировании низко-проницаемого коллектора пласта ЮС₂ был процесс корректировки зоны ВНК для отложений мощностью 10–12 м, где она составляла в среднем 5–7 м и в некоторых залежах могла достигать 11 м. В этом случае по результатам значений удельного электрического сопротивления (УЭС) породы, амплитуды изменения амплитуды α ПС и значений нефтенасыщенности (K_n -коэффициент нефтенасыщенности, $K_{ов}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности) были выделены три составляющих зоны ВНК: 1 — зона максимального нефтенасыщения ($K_n = 1 - K_{ов}$); 2 — зона пониженной нефтенасыщенности, в пределах которой нефтенасыщенность изменяется от $(1 - K_{ов})$ до нуля; 3 — зона полного водонасыщения.

Большую сложность также вызвал процесс моделирования второй зоны, которая является переходной от полного водонасыщения к максимальному нефтенасыщению следовательно, на основании характера нефтенасыщенности она, в свою очередь, так же делится на составляющие части: нижнюю зону с наличием свободной капиллярной воды, которая в процессе эксплуатации может отдаваться пластом и верхнюю часть с повышенным содержанием связанной воды, не отдающейся пластом при его эксплуатации.

Были построены кривые капиллярного давления, выражающие зависимость $P_k = f(S_b)$, которые позволили отметить некоторые особенности для коллекторов с проницаемостью меньше $1,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² (рис. 1).

Породы месторождений центральной части Сургутского свода (Федоровская вершина) с проницаемостью менее $1,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², где величина S_b изменялась в пределах 67–72 %, характеризуются отсутствием извлекаемой нефти и соответствуют непродуктивной части (рис. 1, з). Для аналогичных пород месторождений восточного склона Сургутского свода (рис. 1, а, б) величина неснижаемой водонасыщенности изменялась в пределах 37–58 %, что характеризует их как коллектор.

Пласты с остаточной водонасыщенностью 58–60 %, принимая во внимание остаточную нефтенасыщенность при заводнении, равную приблизительно 30 %, могут, хотя и незначительно, отдавать нефть (по результатам отнесены нами к вероятно продуктивным). Низкопроницаемые коллекторы с установленной неснижаемой водонасыщенностью 28 и 42 % с большой вероятностью будут продуктивными (рис. 1, в).

Анализируя полученные результаты изменения значений кривых капиллярного давления для пласта Ю₂ месторождений восточного склона Сургутского свода, следует обратить внимание на высокие значения P_k , при которых достигается и неснижаемая водонасыщенность, что соответствует зонам предельного насыщения для данной породы.

Исходя из равенства менискового давления в пласте $P_k = (H \cdot \Delta\gamma)/0$ (где $\Delta\gamma$ — разность плотностей воды и нефти, H — высота над ВНК), зона переменной насыщенности над зеркалом воды ($P_k = 0$) в низко-проницаемых коллекторах может быть достаточно большой. Проведенные статистические и аналитические исследования показали, что при типичных градиентах давления в пластовых условиях водная фаза становится подвижной, когда водонасыщенность превысит неснижаемую в среднем на 12–14 %.

Следовательно, при $\Delta\gamma = 0,25$ и поверхностном натяжении на границе нефть — вода, равном 20 дин/см, водная фаза становится подвижной при P_k порядка 0,1 МПа, т. е. на высоте от зеркала воды примерно 11 м (рис. 1). Водонасыщенность порядка 50 % (обычно принимаемая за ВНК при подсчете запасов) и для исследуемых коллекторов будет наблюдаться на высоте от зеркала воды 3,7–4,5 м над ВНК, следовательно зона ВНК составит 6,5–7,3 м (рис. 1, а, б). Остаточная нефтенасыщенность для исследованного диапазона проницаемостей составила 0,26–0,29 (минимальные значения остаточной нефтенасыщенности соответствовали низко-проницаемым разностям менее $1,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

Авторы пришли к выводу, что для детального изучения верхней части зоны ВНК с повышенным содержанием связанной воды можно получить более качественную модель при комплексировании полученных данных с результатами геолого-геофизических параметров пласта (табл. 1).

Итоговые результаты лабораторных и эмпирических исследований, сгруппированные в табл. 1, были

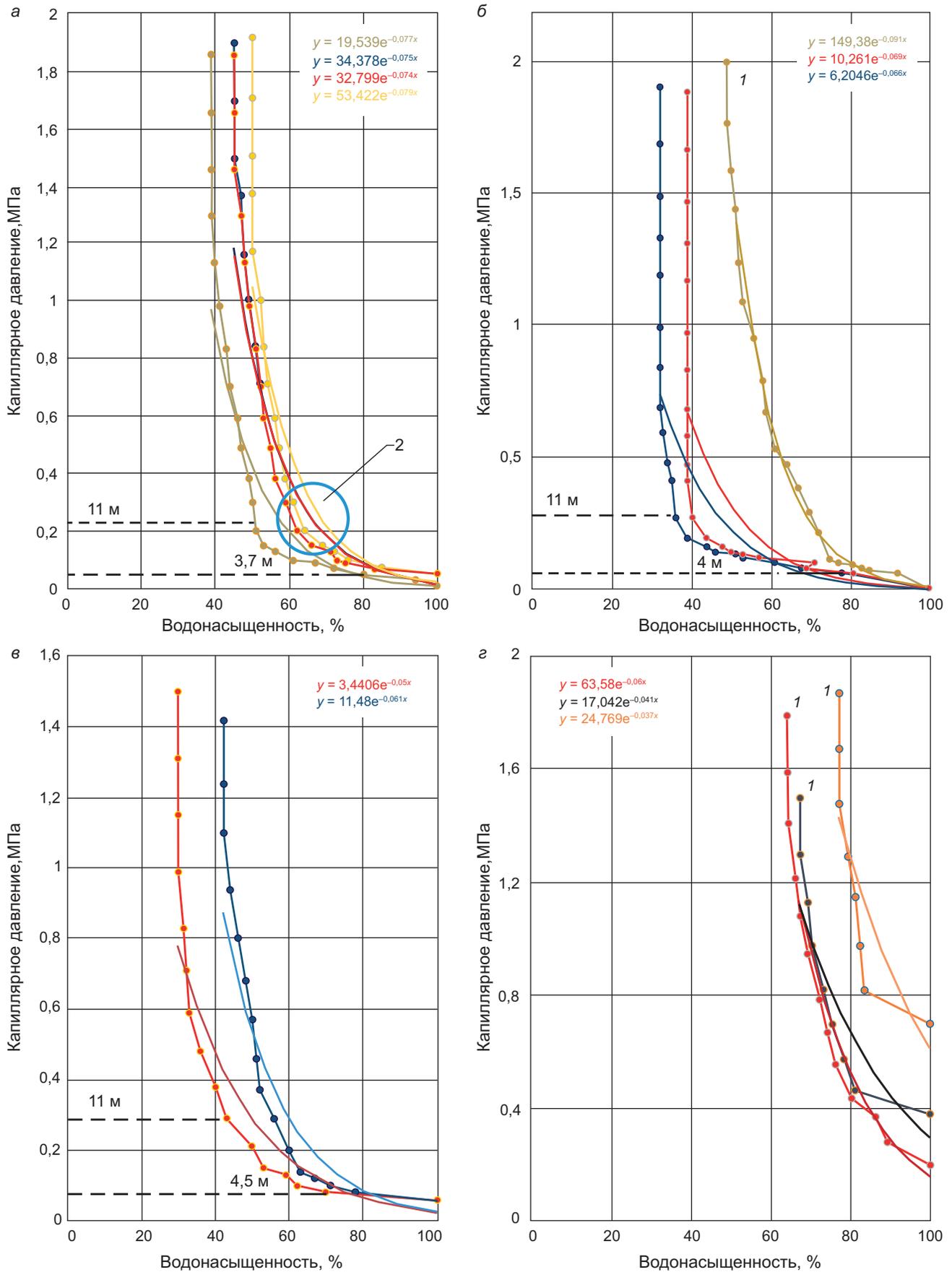


Рис. 1. Эталонные кривые остаточной водонасыщенности для низко-проницаемого коллектора (газопроницаемость менее $1,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²) мощностью 10–12 м. Месторождения восточного склона (а, б) и центральной части (в, з) Сургутского свода (Широтное Приобье), пласт Ю₂. 1 — порода не является коллектором, 2 — порода может являться коллектором, 3,7–4–4,5 м — высота от зеркала воды, где водная фаза становится подвижной

Таблица 1

**Геолого-геофизические параметры моделирования зоны ВНК (5 м).
Расчетный участок залежи Ю₂ месторождение Сургутского свода**

Размеры ячеек залежи			Геолого-геофизические параметры зоны ВНК				
Кол-во ячеек по оси X	Кол-во ячеек по оси Y	Кол-во ячеек по оси Z	Глубина, м	Зона ВНК (OWC)*	αПС SP (Spontaneous Potential log)*	КС (Ом·м) (Focused Electrode Logs)*	К _н , % (Oil saturation)*
219	314	65	2920–2921	зона максимального нефтенасыщения	0,89	16	72
			2921–2921,5	зона максимального нефтенасыщения	0,72	8,6	54
			2921,5–2923	зона с повышенным содержанием связанной воды	0,87	7,5	54
			2923–2924	зона с наличием свободной капиллярной воды	0,87	4,5	32
			2924–2925	зона полного водонасыщения	0,89	3,2	12

Примечание: * — в скобках указаны параметры, которые дополнительно вносились в ПК Petrel либо были уточнены при исследованиях и откорректированы в соответствующих модулях ПК Petrel.

использованы при уточнении моделей искомого куба нефтенасыщенности сложнопостроенного коллектора горизонта Ю₂ (рис. 2).

Результаты и их обсуждение. По результатам проведенных исследований переходной зоны ВНК и оценки проявлений капиллярных сил, а так же оценки влияния процессов формирования начальной нефтенасыщенности были уточнены границы положения ВНК, которые для разных частей залежи изменялись в широких пределах от 3,7 до 11 м, что позволило определить зоны низко-проницаемого коллектора с максимальным насыщением углеводородами доступными к извлечению при существующих методах эксплуатации залежи пласта ЮС₂.

В процессе выполнения работы основными дискуссионными вопросами стали критерии оценки нефте- и водонасыщенности методами ГИС, в том числе корректность определения значений удельного электрического сопротивления (УЭС) горной породы (коллектора) после проведенных методов воздействия на пласт и увеличения их дебитов.

Данные вопросы обсуждались на кафедрах геологии и разведки месторождений углеводородов и геофизики Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе и в Департаменте недропользования и нефтегазового дела РУДН. При обсуждении учитывались результаты только новых исследуемых 13 скважин.

В работах, проводимых с 2002–2007 г. Медведевым Н.Я., Новиковым Г.Р., Усмановым И.Ш., и др. [Медведев и др., 2002, 2004; Новиков и др., 2001], отмечалось, что «...в зависимости от изменения коллекторских свойств пласта Ю₂ дебиты скважин варьируют в широких пределах: от менее 1 до 35–50 т в сутки (скважины: 101 Быстринского, 1313 Западно-Сургутского месторождений). Однако, в некоторых случаях скважины с высокими дебитами не имеют видимой зависимости от коллекторских свойств

пласта, попадая в зоны с низкой проницаемостью (5–10 мД скв. 1406, 1330 Западно-Сургутского, 42, 34 Восточно-Сургутского, 208, 211 Русскинского и др. месторождений). Опираясь на эти результаты исследований, было принято решение продолжить начатую работу с учетом установления зон трещиноватого (разноплотностного) коллектора, что позволит закартировать (смоделировать) зоны с разной проницаемостью пород, и выделить перспективные направления для определения участков первоочередного разбуривания скважин, расположенных со смещением от основной сетки скважин.

Выводы. Таким образом, при моделировании сложнопостроенного коллектора необходимо использовать поэтапный подход и вводить несколько иерархических уровней (количество зависит от степени сложности строения и параметров объекта исследований), которые в дальнейшем необходимо делить на более мелкие с учетом предпочтительных параметров и их значений. Коллекторы в разрезах скважин можно выделить, используя как прямые (качественные), так и статистические (количественные) признаки.

По результатам выполненной работы подтверждено, что основные залежи низко-проницаемых коллекторов в исследуемом районе распределены неравномерно и в основном расположены на склонах крупных положительных структур. Поэтапный подход при сопоставлении результатов с учетом иерархических уровней: лабораторных исследований керна и эмпирической оценки положения зоны ВНК позволяет используя полученные прямые (качественные) и статистические (количественные) признаки уточнять как геометрию зоны с максимальной нефтенасыщенностью, так и границы залежи в целом, что является первоочередной задачей для установления объема продуктивной части коллектора при подсчете запасов нефти.

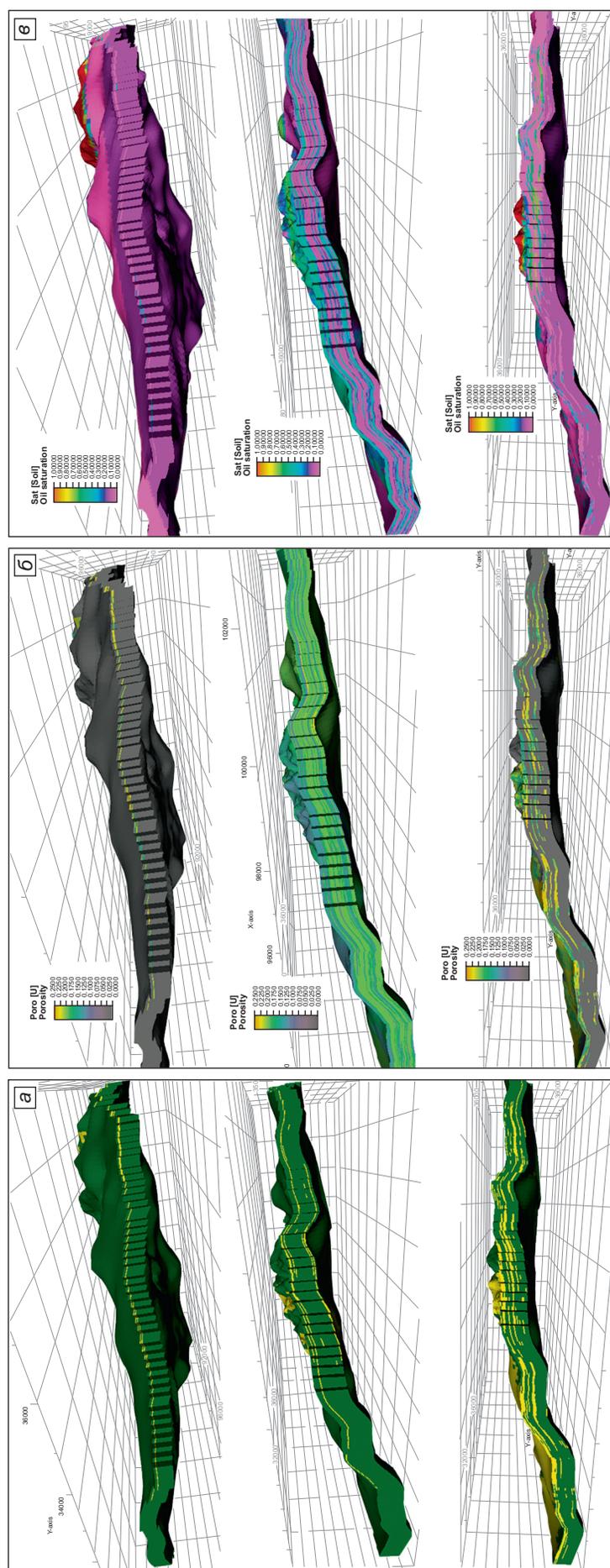


Рис. 2. Геологические модели пласта Ю₂ в пределах месторождения Сургутского свода: а — структурные модели (каркас), изменение параметра «литология»; б — изменение параметра «пористость»; в — изменение параметра «начальная нефтенасыщенность»

Основной сложностью при моделировании является участок зоны ВНК с наличием свободной капиллярной воды и связанной воды, которая не отдается пластом в процессе его эксплуатации.

Важными критериями оценки нефте- и водонасыщенности являются методы ГИС, в том числе корректность определения УЭС горной породы. В исследуемых интервалах юрских сложнопостроенных коллекторов выделенные критерии коллектора были сопоставлены с полученными данными литологического строения коллектора с учетом наличия дисперсной и слоистой глинистости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Бембель С.Р. Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири. Тюмень: ОГУП «Шадринский дом печати», 2008. 153 с.

Бембель С.Р., Бембель Р.М. О разведке многопластовых месторождений нефти и газа Западной Сибири // Нефт. хоз-во. 2012. № 5. С. 34–36.

Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2007. № 3. С. 3–11.

Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции. Новосибирск: Наука, 2005. 156 с.

Дружинин В.С., Колмогорова В.В., Начапкин Н.И. и др. Карта доюрских вещественных комплексов северо-западной части Западно-Сибирской равнины на основе объемной модели земной коры // Отечественная геология. 2009. № 1. С. 104–112.

Ермаков В.Н., Скоробогатов В.А., Соловьев Н.Н. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья: обзор. М.: Геоинформмарк, 1997. 134 с.

Жеро О.Г. Тектоника доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты в связи с нефтегазоносностью палеозоя и триас-юрских отложений: Дисс. ... докт. геол.-минер. наук. Новосибирск, 1984. 492 с.

Закиров С.Н., Аникеев Д.П. Технологии скважин и алгоритмы интерпретации результатов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 2 (21). С. 16.

Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Писецкий В.Б. и др. Новые данные о строении фундамента Западно-Сибирской плиты // Литосфера. 2012. № 4. С. 91.

Ивашко С.В. Анализ тектонических деформаций доюрской поверхности Западной Сибири с помощью компьютерного моделирования // Геология нефти и газа. 2004. № 6. С. 18.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.

Медведев Н.Я., Кос И.М., Никонов В.Ф. и др. Юрские отложения западной части Среднего Приобья как объект для наращивания промышленных запасов нефти // Нефтяное хозяйство. 2002. № 8. С. 48–50.

Медведев Н.Я., Кос И.М., Никонов В.Ф. Геология и нефтеносность Большого Сургутского месторождения на Сургутском своде // Нефтяное хозяйство. 2004. № 2. С. 44–50.

Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Важно отметить, что при переходе от этапа геометризации сложнопостроенного коллектора к 3D моделированию достаточно остро стоят вопросы определения параметров пористой среды исследуемого объекта (залежи), это отмечалось и другими исследователями: «...одним из важных параметров являются относительные фазовые проницаемости... однако может возникнуть ситуация получения множества... неактуальных определений открытой пористости и абсолютной проницаемости на кернах...» [Закиров и др., 2018].

(утверждены приказом МПР РФ от 21.03.2007 № 61). Электронный ресурс <https://docs.cntd.ru/document/902040320> (дата обращения: 12.11.2021)

Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Тугарева А.В. и др. Строение и перспективы нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений в связи с переоценкой потенциальных ресурсов на территории ХМАО // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Восьмая науч.-практ. конф.). Ханты-Мансийск, 2005. Т. 1. С. 164–176.

Никонов В.Ф., Санин В.П., Медведев Н.Я. и др. Геотектоническое районирование фундамента и чехла в свете современных данных и закономерности распространения залежей нефти и газа Сургутского свода и прилегающих территорий // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск, 1998. 150 с.

Новиков Г.Р., Усманов И.Ш. Геологические предпосылки развития ресурсно-сырьевой базы ОАО «Сургутнефтегаз». Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона // Сборник научных трудов СургутНИПИнефть. Вып. 3. Екатеринбург: Путеведь, 2001. 320 с.

ОСТ 153-39. 2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей». Электронный ресурс <https://www.normacs.ru/Doclist/doc/V704.html> (дата обращения: 12.11.2021)

Соколов Б.А., Егоров В.А. Рифейские рифты-генераторы нефти // Природа. 1989. № 6. С. 73–78.

Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. 143 с.

Тюкавкина О.В. Контроль и регулирование процессов разработки, эксплуатации сложнопостроенных коллекторов с применением комплекса стандартных исследований фильтрационно-емкостных параметров // Технологии нефти и газа. Научно-технологический журнал. 2020. № 3(128). С. 37–42.

Тюкавкина О.В., Шустер В.Л. Анализ геофизических данных при разработке сложнопостроенных объектов юры месторождений Западной Сибири (методология и применение) // Технологии нефти и газа. Научно-технологический журнал. 2020. № 6 (131). С. 17–24.

Шелепов В.В., Тюкавкина О.В. Геофизические методы определения коллекторских свойств сложнопостроенных ниже-среднеюрских залежей в пределах месторождений Широкого Приобья // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2020. № 1. С. 37–41.

Статья поступила в редакцию 05.11.2024, одобрена после рецензирования 12.03.2024, принята к публикации 23.05.2025