

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 550.8

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.11>

Изучение закономерностей распределения нефте- и водонасыщенных коллекторов в разрезе ачимовской толщи*

И.Р. Махмутов¹ ✉, С.К. Туренко²

1 – ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

2 – Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Аннотация. *Актуальность.* Ачимовские отложения севера Западной Сибири обладают сложным геологическим строением, что в комплексе с экстремально низкими фильтрационно-емкостными свойствами создает проблемы в понимании пространственного распределения нефте- и водонасыщенных интервалов в нефтяной залежи. *Цель работы.* Построение концептуальной модели коллектора, описывающей неравномерное распределение нефте- и водонасыщенных коллекторов по разрезу. *Материалы и методы.* Объектом исследования являлись песчано-глинистые пласты клиноформного строения одного из месторождений севера Западной Сибири. Использовались методы изучения седиментологических, литолого-петрофизических, капиллярных и фильтрационных характеристик породы и результатов геофизических исследований скважин. *Результаты.* Проанализирована проблема получения обводненных притоков нефти из интервалов в кровельной части залежи в пределах ожидаемой зоны однофазной фильтрации нефти. Предложена комплексная капиллярно-фильтрационная модель коллектора, описывающая строение такого рода залежей. *Выводы.* Построенная модель исследуемого объекта объясняет наличие интервалов водонасыщенного коллектора на высоких отметках залежи и позволяет установить причину высоких стартовых показателей обводненности при испытаниях и эксплуатации скважин.

Ключевые слова: ачимовские отложения, низкопроницаемые коллекторы, субколлектор, капиллярные барьеры, неоднородное нефтегазонасыщение, капиллярно-фильтрационная модель

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Махмутов И.Р., Туренко С.К. Изучение закономерностей распределения нефте- и водонасыщенных коллекторов в разрезе ачимовской толщи // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 204–220. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.11>

* Статья написана на основе доклада на XIV Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 15–16 апреля 2025 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

✉ Махмутов Ильшат Римович, irmakhmutov@tnnc.rosneft.ru

© Махмутов И.Р., Туренко С.К., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Отложения ачимовской толщи на различных месторождениях Западной Сибири изучают с 1960-х годов. Однако до недавнего времени запасы нефти и газа в данных отложениях считались малоперспективными и нерентабельными, при этом имея статус трудноизвлекаемых. Активное изучение и постепенное вовлечение в разработку ачимовских коллекторов возобновилось в начале XXI века по причине постепенного истощения традиционных запасов нефти и газа и в целях поддержания падающей добычи крупнейших месторождений Западной Сибири. Вместе с тем растет геолого-геофизическая изученность отложений, и, как следствие, эволюционируют и представления о петрофизической модели коллектора. Ключевым фактором, определяющим сложное строение ачимовской толщи, является ее фациальная изменчивость, что, в свою очередь, обуславливает значительную латеральную и вертикальную неоднородность физико-литологических свойств разреза. Второй фактор – большая глубина залегания пластов, следствием чего стали низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора. Эти факторы вкупе с классическими подходами к моделированию традиционных коллекторов нефти и газа довольно часто не позволяют объяснить фактические эксплуатационные показатели работы скважин, основным из которых является несоответствие прогнозируемой и фактической обводненности продукции.

На примере одного из месторождений севера Западной Сибири рассмотрим механизм образования зон повышенной обводненности продукции при испытании скважин в куполах нефтяных залежей. Вопрос в такой постановке очень широкий и ему посвящены работы многих

исследователей, поэтому, с целью локализации научного поиска, будем исходить из следующих предположений, сделанных по результатам анализа исходной геолого-геофизической информации:

1. Система находится в квази-равновесии, где гравитационные силы компенсируются капиллярными и не изменяются под действием различных факторов, таких как разработка месторождения или продолжающиеся неотектонические движения.

2. Установленная текстурная неоднородность объекта исследования мезо- и макроскопического размера по Л.Ф. Дементьеву – от десятков сантиметров до 1 м и более.

3. Одним из главных факторов повышенной обводненности продукции является неравномерный характер насыщенности пород-коллекторов по разрезу – также известный как «неоднородная», «островная» [1–3], «пятнистая», «полосчатая» [4–6] насыщенность.

Исходя из указанных предположений, в данной работе частично или полностью не рассматривались в качестве геологических причин: гидродинамически изолированные тела, малоамплитудные экранирующие разломы, аномальные кольцевые зоны [7], отжатие элизионных вод из глин в результате тектонодинамического сжатия пород [8], а также технологических причин: межпластовые перетоки, недоосвоение скважин и др. Дополнительно стоит отметить, что неравномерный характер насыщенности коллектора наблюдается по всей площади и разрезу нефтяной залежи, подтверждается точечными испытаниями на приток современными опробователями пласта на кабеле (ОПК) и отсутствием либо очень низкой нефтенасыщенностью по данным исследований керна в интервалах притока воды.

В соответствии с концепцией С.Д. Пирсона в области изучения нефтеносности песчаников отмечается, что в условиях низких фильтрационно-емкостных свойств коллектора на характер распределения флюидонасыщенности значительное влияние оказывают капиллярные силы в противовес гравитационным. Указанная концепция получила название капиллярно-гравитационной [9]. Применительно к рассматриваемой проблеме такую концепцию в своих работах использовали такие исследователи, как [10–12]. Обобщая работы этих авторов, можно сказать, что для решения задач обоснования распределения флюидонасыщенности в нефтяных залежах в рамках принятых предположений ключевым является учет неоднородного строения слагающих разрез горных пород, а основным инструментом является использование кривых капиллярного давления, полученных по результатам исследований керна.

Еще одним немаловажным аспектом при анализе характеров притока являются функции относительных фазовых проницаемостей. В методических рекомендациях по подсчету запасов углеводородного сырья¹ в числе одного из способов оценки характера насыщенности приводится построение капиллярно-фильтрационных моделей.

Цель данной работы – построить концептуальную модель коллектора, описывающую неравномерное распределение нефте- и водонасыщенных коллекторов по разрезу.

¹ Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Порокуна, Г.Г. Яценко. М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.

Материалы и методы

Объектом исследования являлись песчано-глинистые пласты клиноформного строения, залегающие в основании неокома, одного из месторождений севера Западной Сибири. Отложения формировались в глубоководных обстановках, снос осадочного материала происходил с шельфа турбидитными потоками. Основные элементы аккумуляции осадков в таких условиях – латеральный ряд полого налегающих друг на друга седиментационных лопастей. Основные породы-коллекторы приурочены к фациям каналов, проксимальным и медиальным частям лопастей, которые сложены песчаниками тонко-мелкозернистыми, мелкозернистыми, редко средне-тонко-мелкозернистыми, а также алевролитами крупно-мелкозернистыми аркозового состава с низким содержанием карбонатного цемента. Цемент конформный, пленочный, кварцевый регенерационный. Цемент хлорит-иллитового состава, отмечается низкое содержание каолинита. Фильтрационно-емкостные свойства пород весьма низкие, проницаемость зачастую не превышает 1 мД, пористость – до 19%, по классификации А.А. Ханина породы преимущественно относятся к VI классу коллектора. Обоснованные нижние пределы ФЕС коллекторов: коэффициент пористости $K_{п.гр} = 11\%$, коэффициент проницаемости $K_{пр.гр} = 0,06$ мД.

Для решения задачи построения концептуальной модели коллектора проводилось изучение седиментологических, литолого-петрофизических, капиллярных и фильтрационных характеристик породы, а также результатов геофизических исследований скважин (ГИС).

Результаты и обсуждение

Комплексный анализ результатов литолого-петрофизических исследований горных пород

Петрофизический анализ выполнялся по шести скважинам месторождения с полным выносом керна в интервале объекта исследования, исключительно в продуктивной зоне. Количество образцов керна для

исследований: стандартных петрофизических – 872, специальных – 172.

В петрофизической практике изучение неоднородности насыщенности начинают с фотографий керна в ультрафиолетовом свете (УФ) [3, 13]. На рис 1 представлено сопоставление данных ГИС и фотографий керна в дневном и ультрафиолетовом свете для ачимовских пород изучаемого месторождения.

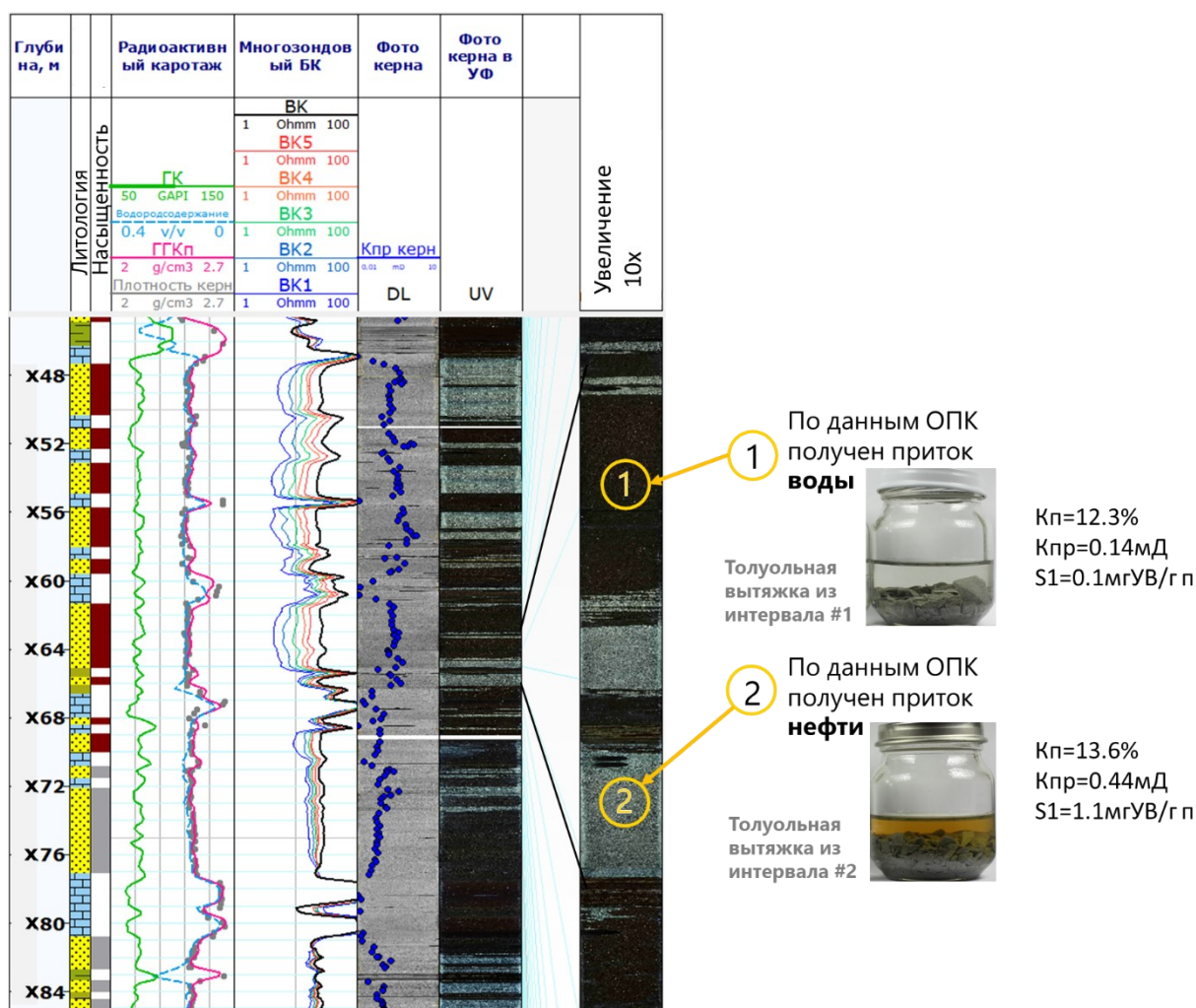


Рис. 1. Геофизический планшет с данными ГИС и фотографиями керна в дневном и ультрафиолетовом свете в интервале ачимовской толщи изучаемого месторождения

Fig. 1. Logplot with the core photo in daylight and ultraviolet in the Achimov Formation of the studied oilfield

По данным результатов интерпретации ГИС весь интервал нефтенасыщен, однако, по данным фотографий керна в ультрафиолетовом свете в части выделенных прослоев отсутствует свечение, что говорит об их насыщенности водой. Данные фотографий керна подтверждаются получением притоков воды выше притоков нефти по данным опробователя пластов на кабеле (ОПК). В правой части рис. 1 представлены толуюльные вытяжки из дробленного керна, соответствующие интервалам притока воды и нефти. Это подтверждает неоднородную нефтенасыщенность по разрезу скважины.

Обработка фотографий выполнялась с помощью программного комплекса для петрофизической интерпретации Techlog, в результате обработки были установлены интервалы с разной интенсивностью свечения керна.

Чередование интервалов интенсивного, слабого и полного отсутствия свечения наблюдается по всей высоте продуктивной залежи. Выборка разделена на интенсивно светящиеся/слабосветящиеся (*группа 1*) и несветящиеся (*группа 2*) интервалы в УФ. Задача – изучение выборок по полному спектру исследований керна с целью выявления влияния геологической неоднородности на распределение флюидов в породе. Выделенные интервалы толщиной от 0,1 до 0,4 м составляют 10%, от 0,4 до 1 м – 40%, более 1 м – 50%, что позволяет отнести породы к мезо- и макроуровню неоднородности по классификации Л.Ф. Деметьева. Около половины оцененной толщины прослоев в выборке имеет размерность до 1 м. Это объясняет одну из причин отсутствия контраста удельного электрического сопротивления (УЭС) между водо- и нефтенасыщенными интервалами, поскольку известно, что достоверное определение УЭС возможно при мини-

мальной толщине прослая 0,8 м. Для дальнейшего анализа из выборки были исключены интервалы неколлектора – карбонатизированные песчаники и аргиллиты ниже Кп.гр.

На следующем этапе были проведены литолого-минералогические и седиментологические исследования керна. По данным литолого-фациального анализа установлено, что *группа 1* приурочена к фациям турбидитовых каналов, проксимальным и медиальным частям лопастей, *группа 2* – к фациям проксимальной, медиальной и дистальной частей лопастей. Отмечается значительная фациальная изменчивость отложений в разрезе. Литологически породы *группы 1* представлены преимущественно песчаниками мелкозернистыми с глинистым цементом. По данным гранулометрии, в среднем, доля песчаной фракции составляет 69%, алевритовой – 27%, глинистой – 4%. Породы *группы 2* представлены преимущественно песчаниками тонко- и мелкозернистыми. Доля песчаной фракции составляет 45%, алевритовой – 42%, глинистой – 14%. Карбонатность обеих групп пород не превышает 2–5%. (рис. 2). Таким образом, можно сделать вывод, что *группа 1* представлена более крупнозернистым осадком и формировалась в более динамичных условиях осадконакопления.

По данным рентгеноструктурного анализа, обломочная часть пород обеих групп имеет кварц-полевошпатовый состав, доля полевых шпатов в обеих группах, в среднем, 45–48% с небольшим увеличением доли в *1 группе*. Доля кварца в обеих группах составляет 32%. Цемент обеих групп – преимущественно хлоритом 70–79%, каолинитом 10–16% и гидрослюдами с небольшим увеличением доли в *группе 2*.

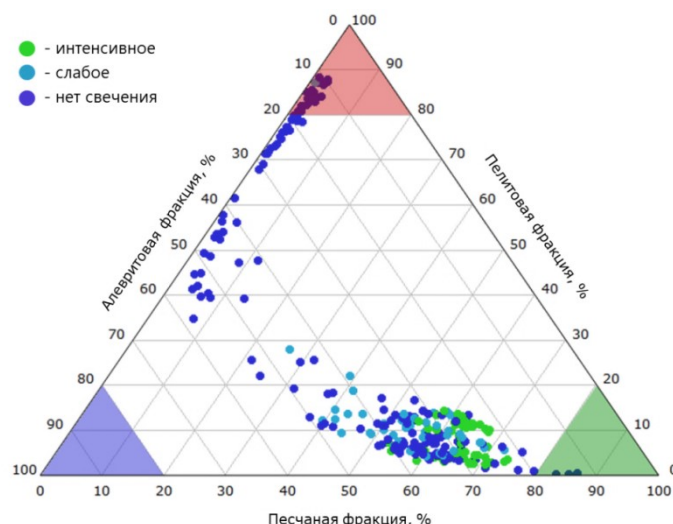


Рис. 2. Треугольная диаграмма гранулометрического состава пород ачимовской толщи изучаемого месторождения

Fig. 2. Triangular diagram of the grain size of rocks of the Achimov Formation of the studied oilfield

На снимках растрового электронного микроскопа породы обеих групп сложены полуугловатыми зернами изометричной формы, зерна полевого шпата в средней и сильной степени изменены процессами выщелачивания. Цемент порово-пленочного типа, хлоритовый. На поверхности зерен повсеместно развиты крустификационные

оторочки хлорита. Межзерновые поры открытого типа с преобладающим размером в *группе 1* – 10–30 мкм, *группе 2* – 7–20 мкм. Встречаются внутризерновые микропоры, приуроченные к полевым шпатам.

Изученные выше особенности строения пород обеих групп нашли отражение в распределении ФЕС (рис. 3).

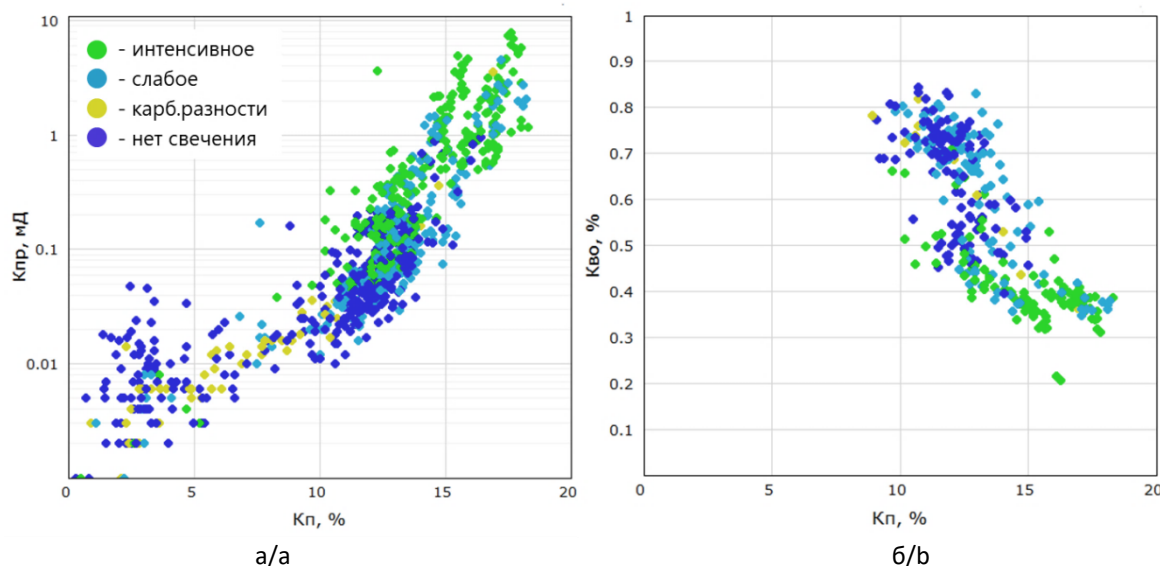


Рис. 3. Кросс-плоты сопоставления ФЕС изучаемого объекта с интенсивностью свечения зерна в ультрафиолетовом свете в интервалах выше зеркала чистой воды: а – коэффициента пористости и проницаемости; б – коэффициента пористости и остаточной водонасыщенности

Fig. 3. Crossplots of the reservoir properties of the studied object with the intensity of core glow in ultraviolet in intervals above the free water level: a – core porosity and permeability; b – core porosity and irreducible water saturation

В табл. 1 представлена краткая литолого-петрофизическая характеристика анализируемых групп пород. В целом, породы *группы 1* обладают повышенными пористостью и проницаемостью, имея значительный диапазон их изменения и

перекрытия с породами *группы 2*. Неоднородность ФЕС пород ачимовской толщи изучаемого месторождения обусловлена вариацией минерального состава, глинистости и типа глинистых минералов.

Табл. 1. Краткая литолого-петрофизическая характеристика пород-коллекторов

Table 1. Short lithological and petrophysical characteristics of reservoir rocks

Группы пород	Фации	Литологическое описание	Гранулометрический состав	Рентгено-структурный анализ глин	Рентгено-структурный анализ породы	ФЕС мин-макс среднее
<i>Группа 1</i>	Турбидитовые каналы, проксимальная и медиальная части лопасти	Песчаники мелкозернистые	Песчаная–69% Алевритовая–27% Глинистая–4%	Каолинит–12% Хлорит–79% Гидрослюдь–6% Смешанно-слоистые–3%	Кварц–32% Полевые шпаты –48% Глинистые минералы–14% Кальцит–3%	$K_p = \frac{9-18,3}{16}\%$ $K_{пр} = \frac{0,04-8}{0,8} \text{ мД}$ $K_{во} = \frac{20-83}{50}\%$
<i>Группа 2</i>	Проксимальная, медиальная и дистальная части лопасти	Песчаники тонко-мелкозернистые	Песчаная–45% Алевритовая–42% Глинистая–14%	Каолинит–16% Хлорит–73% Гидрослюдь–8% Смешанно-слоистые–3%	Кварц–32% Полевые шпаты –45% Глинистые минералы–18% Кальцит–2%	$K_p = \frac{10,1-16,4}{14}\%$ $K_{пр} = \frac{0,02-1}{0,1} \text{ мД}$ $K_{во} = \frac{40-85}{62}\%$

Одной из ключевых задач для формирования представлений о петрофизической модели коллектора является установление флюидного состава выделенных групп. По данным пиролитических исследований *группа 1* характеризуется наличием миграционной нефти (пик S_1) – 1,1 мгУВ/г породы и более, *группа 2* – минимальными значениями – 0,1 мгУВ/г породы либо полным отсутствием нефти, что соответствует предположению, что интервалы свечения керн в ультрафиолетовом свете содержат нефть, а интервалы с отсутствием свечения содержат воду [13], см. рис. 1. Помимо геохимического анализа флюидный состав также подтверждался данными толуольных вытяжек из дробленного керн и последующим хроматографическим анализом.

Ключевые выводы по результатам изучения литолого-петрофизических свойств объекта исследования:

– Породы представлены чередованием коллекторов преимущественно двух литофизических типов – песчаники мелкозернистые и песчаники тонко-мелкозернистые.

– Интервалы с интенсивным, слабым свечением и отсутствием свечения керн дифференцируются по ФЕС, но имеют значительное перекрытие в области $K_{пр} < 0,8 \text{ мД}$.

– Интервалы с отсутствием свечения керн в ультрафиолетовом свете являются водонасыщенным коллектором.

Таким образом, стало очевидно, что на характер насыщенности прослоя помимо ФЕС оказывают влияние дополнительные факторы.

Как было сказано ранее, в низкопроницаемых коллекторах среди факторов, влияющих на распределение флюидов в породе, одну из ключевых ролей играет капиллярное давление, которое определяется уравнениями Юнга-Лапласа и Жюрена [9]. Из анализа уравнений можно сделать вывод, что капиллярное давление прямо пропорционально межфазному натяжению и обратно пропорционально радиусу поровых каналов. При анализе насыщенности коллектора необходимо учитывать также высоту капиллярного поднятия жидкости над зеркалом чистой

воды (ЗЧВ). С этой целью проанализированы кривые капиллярного давления (рис. 4а). По результатам анализа отмечается широкий диапазон изменения насыщенности пород при различных капиллярных давлениях. К примеру, при одинаковом капиллярном давлении в 1 МПа (расположении на одной высоте над ЗЧВ) водонасыщенность коллекторов изменяется от 35% до 94%. При этом заметно изменяются давления вытеснения – от 0,006 до 0,1 МПа (система «нефть–вода»), такая значительная разница указывает на высокий потенциал образования капиллярных барьеров в залежи (рис. 4б).

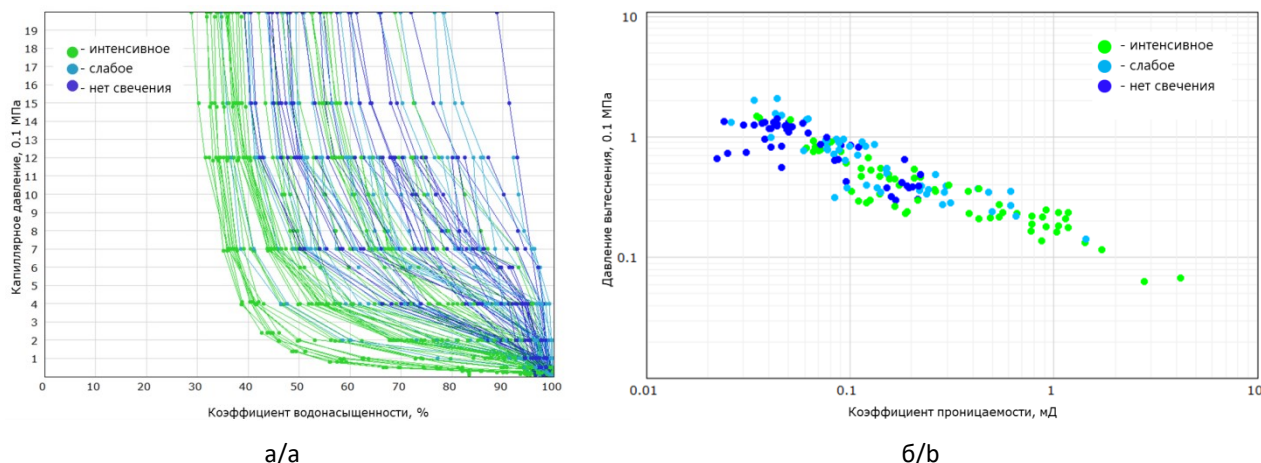


Рис. 4. Кросс-плоты сопоставления кривых капиллярного давления (а) и давлений вытеснения (б)

Fig. 4. Crossplots with the capillary pressure curves (a) and displacement pressure (b)

Исходя из анализа работ, рассмотренных во введении, была принята следующая концепция – вследствие неоднородного строения залежи, где присутствует контрастная изменчивость ФЕС пород по разрезу, а также их гидрофильности, в пласте возникают капиллярные барьеры первого рода по классификации Ю.Я. Большакова. Согласно этой концепции, на этапе миграции нефти в ловушку выталкивающая сила не смогла преодолеть капиллярное давление вытеснения, порода осталась насыщена

водой. Такую породу будем называть «субколлектор», по аналогии с работой [2]. Стоит отметить, что под давлением вытеснения понимается минимально необходимое (пороговое) давление для начала вытеснения смачивающей фазы из горной породы, возникающее в момент, когда протяженная нить несмачивающего флюида соединяется через крупные поровые каналы. Исходя из такого понимания и условий проведения экспериментов, предполагается, что насыщенность субколлектора смачивающей фазой равна 100%.

**Построение капиллярно-
фильтрационной модели
объекта исследования**

При анализе характера притока коллекторов и обосновании уровней межфлюидальных контактов ключевыми параметрами, помимо кривых капиллярного давления, характеризующих формирование залежи (дренаж), являются функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП), моделирующие процесс разработки пласта (пропитка). На этом этапе, путем обработки массива кривых ОФП, были получены выражения для проницаемостей, соответствующих критическим значениям. При этом использовались два значения коэффициента водонасыщенности: K_v^* – для водонасыщенности, при которой в притоке пластовой нефти начинает отмечаться незначительное количество подвижной воды (обводненность – 0,01); K_v^{**} – для водонасыщенности, при которой в притоке пластовой воды начинает отмечаться незначительное количество нефти (обводненность – 0,98).

Далее, путем комплексирования полученных выражений с зависимостью водонасыщенности K_v от высоты над зеркалом чистой воды, получаем капиллярно-фильтрационную модель, полностью описывающую строение залежи и ожидаемые зоны фильтрации пластовых флюидов².

На рис. 5 представлена капиллярно-фильтрационная модель залежи по изучаемому объекту. Черной блоковой кривой схематично нанесена проницаемость пород, которая отражает реальный диапазон изменения значений $K_{пр}$ исследуемого объекта. Справа отражен характер притока

коллекторов в зависимости от их проницаемости и положения над уровнем ЗЧВ, субколлектор обозначен как СубК.

Из анализа строения залежи изучаемого объекта можно утверждать, что из-за низких ФЕС и наличия текстурной неоднородности в залежи образуются локальные капиллярные барьеры (субколлекторы), отличающиеся от вмещающих (пористых) и более проницаемых пород. Чаще всего мощность этих субколлекторов не превышает вертикальную разрешающую способность методов электрометрии, что в совокупности с низкой минерализацией пластовой воды приводит к отсутствию контраста УЭС между нефтенасыщенными и водонасыщенными интервалами. Таким образом, единственным способом их выявления по данным ГИС остаются методы с относительно высоким разрешением (например, плотностной гамма-гамма-каротаж) в сочетании с капиллярно-фильтрационной моделью. Стоит отметить, что эффективность применения модели в значительной степени зависит от достоверности определения коэффициента проницаемости и уровней ЗЧВ. Выделение интервалов субколлектора по данным ГИС возможно путем получения динамического граничного значения $K_{пр}$ в зависимости от высоты над зеркалом чистой воды [14].

Наличие субколлектора теоретически возможно до высоты над ЗЧВ в 65 м. После преодоления высоты залежи в 115 м, что соответствует начальной точке модели, коллекторы во всем диапазоне $K_{пр}$ будут отдавать исключительно нефть. При классическом подходе к интерпретации данных ГИС в подобных объектах интервалы субколлекторов были бы отнесены к нефтенасыщенным, либо, наоборот, нефтенасыщенные интервалы могут быть пропущены.

² Родивилов Д.Б., Кантемиров Ю.Д., Махматов И.Р., Акиншин А.В. Практическое руководство по петрофизическому моделированию нефтегазонасыщенности. Тюмень: Экспресс, 2023. 144 с.

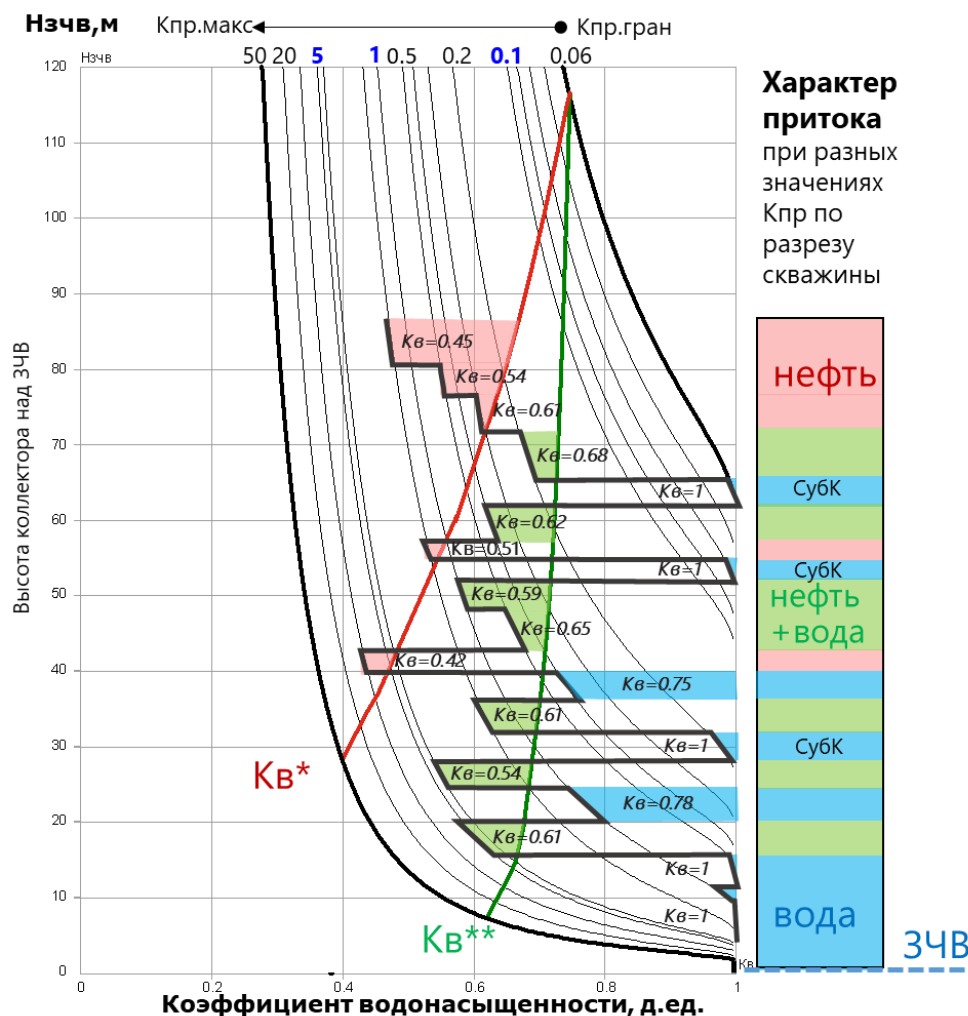


Рис. 5. Капиллярно-фильтрационная модель переходной зоны, отражающая неравномерную насыщенность ачимовских коллекторов одного из месторождений севера Западной Сибири

Fig. 5. Capillary-filtration model of the transition zone reflecting the uneven saturation of the Achimov reservoirs of one of the fields in the north of Western Siberia

С точки зрения влияния субколлектора на разработку объекта исследования ключевым является то, что при эксплуатации скважин с использованием технологии гидроразрыва пласта, а также на высоких депрессиях, происходит мобилизация рыхлосвязанной воды и значительное увеличение обводненности притока.

Применительно к задачам данного исследования можно сделать вывод, что приток воды при опробовании пластов изучаемого объекта на высоких отметках залежи обеспечивается двумя факторами:

1. Наличием субколлектора ($P_k < P_{к.в.ы.т.}$, $K_B = 100\%$);
2. Коллектором с низкой нефте-насыщенностью

$$(P_k > P_{к.в.ы.т.}, K_B > K_B^*),$$

где P_k – капиллярное давление прослая;
 $P_{к.в.ы.т.}$ – давление вытеснения прослая;
 K_B – коэффициент водонасыщенности прослая;
 K_B^* – коэффициент водонасыщенности, при которой в притоке пластовой нефти начинает отмечаться незначительное количество подвижной воды.

Исходя из вышеприведенного анализа, предлагается следующая петрофизическая модель – породы изучаемого объекта представлены неравномерным чередованием водонасыщенных субколлекторов и нефтенасыщенных коллекторов с различной нефтенасыщенностью мезо- и макро-неоднородного уровня. Ключевое различие с классической моделью – выделение отдельного типа коллектора – водонасыщенный субколлектор (распределенный по высоте залежи среди нефтенасыщенных коллекторов). В петрофизическом смысле такое строение залежи требует сокращения эффективной толщины за счет удаления прослоев субколлектора.

Использование предложенной петрофизической модели позволяет объяснить повышенную обводненность продукции при испытаниях скважин на высоких отметках залежи. Кроме того, появляется потенциал ее прогнозирования путем учета доли субколлектора в разрезе скважин.

Рассмотрим вопрос с точки зрения влияния на подсчетные параметры. В соответствии с вышеуказанными «Методическими рекомендациями по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом» породой-коллектором называют «породу, способную вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке в любых, даже незначительных количествах». В этой терминологии используемое понятие «субколлектор» является полноценным коллектором. Однако там же оговаривается, что подходы к выделению коллекторов, базирующиеся на технико-экономических критериях, неправомерны.

В текущей петрофизической практике количественные признаки обосновываются с использованием динамической пористости:

$$K_{п.д.и.н} = K_{п} \cdot (1 - K_{во} - K_{но}),$$

где $K_{п}$ – коэффициент пористости;

$K_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности;

$K_{но}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности.

Величину остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$) чаще всего определяют по методу неустановившейся фильтрации (ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях»). При этом в эксперименте моделируется процесс заводнения, что само по себе уже является одним из способов разработки нефтяных залежей, а следовательно, и технико-экономическим критерием. С развитием технологий методов увеличения нефтеотдачи (МУН) появляются новые способы снижения остаточной нефтенасыщенности, к примеру, газовые МУН [15], где показан потенциал снижения $K_{но}$ с величины 0,28 при вытеснении водой до 0,11 при вытеснении углекислым газом CO_2 .

Таким, образом, при классическом подходе к оценке начальных геологических запасов (НГЗ) сразу вносятся технологические ограничения, что особенно актуально для оценки объектов, относящихся к трудно-извлекаемым запасам, где технологии добычи еще не определены. Принимая концепцию подсчета НГЗ без задания условной поверхности водонефтяного контакта (ВНК), поскольку она распределена по высоте залежи, в данной работе предполагается оценка НГЗ для изучаемого объекта отложений от уровня зеркала чистой воды.

В контексте сказанного, введение нами понятия «субколлектор» считается целесообразным для явного разделения классического коллектора с низкой нефтенасыщенностью, обеспечивающего приток воды, и водонасыщенного субколлектора, распределенного по разрезу залежи. Извлечение нефти из первых может стать возможным в будущем, а из вторых – невозможно ни при каких способах разработки.

В петрофизическом смысле такое строение залежи, с одной стороны, требует сокращения эффективной толщины за счет удаления прослоев субколлектора, с другой – увеличения за счет включения прослоев, расположенных между условно принятым ВНК и уровнем ЗЧВ.

Вклад авторов

И.Р. Махмутов – проведение исследования, визуализация, администрирование данных, формальный анализ, верификация данных, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

С.К. Туренко – методология, руководство исследованием, верификация данных, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Академия горных наук, 2000. 247 с.
2. Волокитин Я.Е., Хабаров А.В., Баранов В.Б. и др. Новые стандарты изучения месторождений – разрез своими глазами: опыт отбора и анализа керна на месторождениях «Салым Петролеум Девелопмент» // ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. 2010. № 21. С. 46–57.
3. Ратников И.Б., Яркова Н.С., Романов Е.А. Анализ характера насыщенности пород в неоднородном коллекторе на примере пласта АС10 Приобского месторождения // Горные науки и технологии. 2019. Т. 4, № 1. С. 42–56. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2019-1-42-56>

Выводы

1. Предложенная капиллярно-фильтрационная модель исследуемого объекта объясняет наличие интервалов водонасыщенного коллектора на высоких отметках залежи и позволяет установить причину высоких стартовых показателей обводненности при испытаниях и эксплуатации скважин.

2. Петрофизическая модель ачимовских отложений изучаемого месторождения должна учитывать литолого-физические особенности пород – типизацию по литологической и флюидной характеристике.

3. Перспективным направлением дальнейших работ является разработка методики прогноза обводненности с учетом доли субколлектора в разрезе исследуемого объекта.

4. *Борисов А.Г.* Капиллярно-гидродинамическая модель пласта залежи как новый взгляд на механизмы извлечения нефти // Нефтепромысловое дело. 2009. № 8. С. 41–43.
5. *Антипин Я.О., Вершинина И.В., Тарачева Е.С., Гильманова Н.В.* Построение 3D-геологической модели отложений ачимовской толщи при условии значительных перепадов водонефтяного контакта // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 4(136). С. 24-31. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-4-24-31>
6. *Беляков Е.О.* Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств нефтеносных коллекторов в концепции связанности порового пространства (на примере традиционных терригенных коллекторов Западной Сибири). М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2021. 288 с.
7. *Плешанов Н.Н., Пескова Д.Н., Забоева А.А. и др.* Комплексный анализ факторов, влияющих на прогноз зон подвижной воды в ачимовских пластах на лицензионных участках компании «Газпром нефть» // PRОнефть. Профессионально о нефти. 2020. № 3(17). С. 16–25.
8. *Гречнева О.М.* Гипотеза формирования подвижной воды в ачимовских пластах Уренгойского месторождения // Газовая промышленность. 2021. № 3(813). С. 32–37.
9. *Большаков Ю.Я., Большакова Е.Ю.* Решение задач нефтегазопромысловой геологии на основе капиллярных моделей залежей. Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2008. 139 с.
10. *Михайлов А.Н.* Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2012. Вып. 1(5). С. 70. URL: https://oilgasjournal.ru/vol_5/mikhailov-senior.html (дата обращения: 26.06.2025).
11. *Нафикова А.С., Дручин В.С., Аржиловская Н.Г., Хлызов П.В.* Изучение наклонного ВНК в пределах Грибного месторождения с целью поиска перспективных зон нефтеносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 9. С. 35–41.
12. *Evdoschuk A.A., Makhmutov I.R., Volkov V.A., Tulenkov S.V.* Reasons of the significant OWC variation within the hydrodynamically connected reservoir in the Vankor Cluster field [Причины существенного различия положения ВНК в пределах гидродинамически связанной залежи на месторождении Ванкорского кластера] // Geomodel 2021 – 23rd Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, Russia, 6–10 September 2021. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157073>
13. *Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д. и др.* Новые представления о модели коллектора викуловской свиты Краснотенинского месторождения (Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2020. № 3. С. 66–74.
14. *Жижимонтов И.Н., Махмутов И.Р., Евдошук А.А., Смирнова Е.В.* Анализ причин неоднородного насыщения низкопроницаемых ачимовских отложений на основе петрофизического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 30–35. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-30-35>
15. *Кобяшев А.В., Архипов В.Н., Захаренко В.А. и др.* Оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи для освоения трудноизвлекаемых запасов объектов-аналогов ачимовских отложений // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1(94). С. 46–53. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-1-46-53>

Информация об авторах

Ильшат Римович Махматов – эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 1174-8534, <https://orcid.org/0000-0002-0338-843X>; e-mail: irmakhmutov@tnnc.rosneft.ru

Сергей Константинович Туренко – д.т.н., профессор, заведующий кафедрой, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия, SPIN-код: 9437-5917, <https://orcid.org/0000-0002-3133-2193>; e-mail: turenkosk@tyuiu.ru

Поступила в редакцию 28.04.2025

Принята к публикации 26.06.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.11>

Study of distribution patterns of oil- and water-saturated reservoirs in a section of the Achimov Formation*

Ilshat R. Makhmutov¹ ✉, Sergey K. Turenko²

1 – Tyumen Petroleum Research Center LLC, 42 Maksima Gorkogo St., Tyumen, 625048, Russia

2 – Industrial University of Tyumen, 38 Volodarskogo St., Tyumen, 625000, Russia

Abstract. *Background.* Achimov sediments of the north of Western Siberia have a complex geological structure, which together with extremely low filtration-capacity properties creates problems in understanding the spatial distribution of oil- and water-saturated intervals in an oil deposit. *Objective.* Construction of a conceptual reservoir model describing the uneven distribution of oil- and water-saturated reservoirs along the section. *Materials and methods.* The object of the study was sandy-clayey layers of clinoform structure of one of the fields in the north of Western Siberia. The methods of studying sedimentological, lithological-petrophysical, capillary pressure and filtration characteristics of the reservoirs and the results of well logging were used. *Results.* The problem of obtaining water-saturated oil inflows from intervals at the top of formation within the expected zone of single-phase oil filtration was analyzed. A complex capillary-filtration model of the reservoir describing the structure of such deposits is proposed. *Conclusions.* The constructed model of the studied object explains the presence of intervals of water-saturated reservoir (subreservoir) at the top of formation and allows to establish the cause of high initial water cut during testing and operation of wells.

Keywords: Achimov deposits, low-permeability reservoirs, subreservoir, capillary barriers, heterogeneous oil saturation, capillary-filtration model

Funding: the work received no funding.

For citation: Makhmutov I.R., Turenko S.K. Study of distribution patterns of oil- and water-saturated reservoirs in a section of the Achimov Formation. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 204–220. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.11>

* The article is based on the report presented at the 14th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 15–16 April 2025, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia.

✉ Ilshat R. Makhmutov, irmakhmutov@tnnc.rosneft.ru

© Makhmutov I.R., Turenko S.K., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Ilshat R. Makhmutov – investigation, visualization, data curation, formal analysis, validation, writing – original draft, writing – review & editing.

Sergey K. Turenko – methodology, supervision, validation, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A., Gorbunov S.A. *Geology and Oil and Gas Content of the Achimov Formation of Western Siberia*. Moscow: Academy of Mining Sciences, 2000. 247 p. (In Russ.).
2. Volokitin Ja.E., Khabarov A.V., Baranov V.B. et al. New Standards for oilfield study: Sampling and well core analysis in the oilfields of Salym Petroleum Development. *ROGTEC. Russian Oil and Gas Technologies*. 2010. No. 21 P. 46–57.
3. Ratnikov I.B., Yarkova N.S., Romanov E.A. Analysis of hydrocarbon saturation nature in a heterogeneous reservoir as exemplified in AC10 formation of Priobskoye field. *Mining Science and Technology*. 2019. Vol. 4, No. 1. P. 42–56. (In Russ.). <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2019-1-42-56>
4. Borisov A.G. Capillary-viscosity rock model – New vision in oil recovery mechanisms. *Oilfield Engineering*. 2009. No. 8. P. 41–43. (In Russ.).
5. Antipin Ya.O., Vershinina I.V., Taracheva E.S., Gilmanova N.V. 3D geological modeling Achimov sequence sediments under conditions of significant changes of oil-water contact. *Oil and Gas Studies*. 2019. No. 4(136). P. 24–31. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-4-24-31>
6. Belyakov E.O. *Petrophysical Modeling of Filtration-Capacity Properties of Oil-Bearing Reservoirs in the Concept of Pore Space Connectivity (on the Example of Conventional Terrigenous Reservoirs of Western Siberia)*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2021. 288 p. (In Russ.).
7. Pleshanov N.N., Peskova D.N., Zaboeva A.A. et al. Complex analysis of factors that influenced on water saturation forecast of Achimov Formation at Gazprom Neft licence blocks. *PROneft. Professionally about Oil*. 2020. No. 3(17). P. 16–25. (In Russ.).
8. Grechneva O.M. The hypothesis of gravitational water development in Achimov Formations. *Gazovaya Promyshlennost*. 2021. No. 3(813). P. 32–37. (In Russ.).
9. Bolshakov Yu.Ya., Bolshakova E.Yu. *Solving Problems of Oil and Gas Field Geology on the Basis of Capillary Models of Deposits*. Tyumen: Tyumen State Oil and Gas University, 2008. 139 p. (In Russ.).
10. Mikhailov A.N. The main ideas of transitional zones and water contacts in non-uniform stratum. *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*. 2012. No. 1(5). P. 70. (In Russ.). URL: https://oilgasjournal.ru/vol_5/mikhailov-senior.html (accessed 26 June 2025).
11. Nafikova A.S., Druchin V.S., Arzhilovskaya N.G., Khlyzov P.V. Study of inclined oil-water contact within the boundaries of Gribnoe field in order to look for prospective areas of oil and gas content. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2015. No. 9. P. 35–41. (In Russ.).
12. Evdoschuk A.A., Makhmutov I.R., Volkov V.A., Tulenkov S.V. Reasons of the significant OWC variation within the hydrodynamically connected reservoir in the Vankor Cluster field. In:

Geomodel 2021 – 23rd Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, Russia, 6–10 September 2021. (In Russ.). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157073>

13. Isakova T.G., Dyakonova T.F., Nosikova A.D. et al. New ideas of the Vikulovskaya reservoir model at the Krasnoleninskoye field (Western Siberia). *Moscow University Geology Bulletin*. 2020. Vol. 75, No. 4. P. 372–380. <https://doi.org/10.3103/S0145875220040080>

14. Zhizhimontov I.N., Makhmutov I.R., Evdoshchuk A.A., Smirnova E.V. Heterogeneous saturation cause analysis during petrophysical modeling of low permeability Achimov deposits. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2022. No. 3. P. 30–35. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-30-35>

15. Kobyashev A.V., Arkhipov V.N., Zakharenko V.A. et al. Evaluation of the applicability of gas methods of enhanced oil recovery for the development of tight oil of fields-analogues of the Achimov Formation. *Exposition Oil Gas*. 2023. No. 1(94). P. 46–53. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-1-46-53>

Information about the authors

Ilshat R. Makhmutov – Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-0338-843X>; e-mail: irmakhmutov@tnnc.rosneft.ru

Sergey K. Turenko – Dr. Sci. (Eng.), Professor, Head of Department, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia, <https://orcid.org/0000-0002-3133-2193>; e-mail: turenkosk@tyuiu.ru

Received 13 January 2025

Accepted 26 June 2025