

Научная статья / Original research article

УДК 622.276

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-3-94-111>

EDN: ZVIYEP



Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов на примере ачимовских отложений (пласт БП₁₇) нефтегазового месторождения Западной Сибири

О. В. Савенок, О. М. Прищепа, Д. В. Мардашов, Д. В. Песков*, Е. П. Чуйкова

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Российская Федерация

**Peskov_DV@pers.spmi.ru*

Аннотация. Западная Сибирь — крупнейший регион России по добыче углеводородов. На текущий момент наблюдается значительная выработка традиционных запасов, что приводит к интенсивному вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов, обладающих как большой вязкостью и плотностью нефти, так и очень низкой проницаемостью коллекторов, из которых она добывается. Существенная часть подобных залежей приурочена к сложнопостроенным клиноформным комплексам отложений нижнего мела, характеризующихся высокой неоднородностью разреза как по вертикали, так и по горизонтали. Такие неоднородности не позволяют эффективно вести разработку традиционными способами, ввиду чего возникает необходимость поиска альтернативных решений по дополнительной выработке запасов, отличных от системы разработки на истощение. В статье рассмотрены методики оптимизации системы разработки низкопроницаемых коллекторов ачимовской толщи. Проанализированы пути решения задачи увеличения вовлеченных запасов нефти, выделены их положительные и отрицательные аспекты. Определены основные положения методики, недостатки применяемых технологий и возможные пути их решения. Показана эффективность заводнения пород пласта ачимовских отложений с помощью низкоминерализованной воды.

Ключевые слова: модель разработки на истощение, функция Бакли — Леверетта, модель разработки с заводнением, модель непоршневого вытеснения, составление гидродинамической модели, гидродинамический симулятор NumEx2

Для цитирования: Савенок О. В., Прищепа О. М., Мардашов Д. В., Песков Д. В., Чуйкова Е. П. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов на примере ачимовских отложений (пласт БП₁₇) нефтегазового месторождения Западной Сибири. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(3):94–111. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-3-94-111> EDN: ZVIYEP

Increasing the efficiency of development of low-permeability reservoirs of the Achimov sediments by the example of BP₁₇ reservoir on the oil and gas field of Western Siberia

Olga V. Savenok, Oleg M. Prishchepa, Dmitry V. Mardashov, Dmitry V. Peskov*, Elizaveta P. Chuikova

Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation

**Peskov_DV@pers.spmi.ru*

Abstract. West Siberia is the largest hydrocarbon production region in Russia. At present, production from conventional reserves has significantly declined, which has led to increased development of hard-to-recover resources. These resources have high oil viscosity and density, as well as very low reservoir permeability. Most of these deposits are associated with complex clinoform systems of the Lower Cretaceous. These deposits show strong vertical and lateral heterogeneity. Such heterogeneity reduces the efficiency of conventional development methods. Consequently, there is a high demand for finding alternative solutions for additional reserves recovery, distinct from depletion-drive systems. The article considers modern methods for optimizing the development of low-permeability reservoirs in the Achimov sequence. The authors analyze solution approaches aimed at increasing recoverable reserves and highlight their positive and negative aspects. Also, the researchers identify the main provisions of the methodology, the shortcomings of the applied technologies and different solution approaches. The article demonstrates the effectiveness of waterflooding in Achimov sediments when using low-mineralized water.

Keywords: depletion model, Buckley — Leverett function, waterflood model, non-piston displacement model, hydrodynamic model development, NumEx2 hydrodynamic simulator

For citation: Savenok O. V., Prishchepa O. M., Mardashov D. V., Peskov D. V., Chuikova E. P. Increasing the efficiency of development of low-permeability reservoirs of the Achimov sediments by the example of BP₁₇ reservoir on the oil and gas field of Western Siberia. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(3):94–111. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-3-94-111>

Введение

В результате стремительного выбытия запасов углеводородов перед нефтегазовой отраслью стоят стратегически важные геологические и технологические задачи, в основе которых лежит изучение и дальнейшее вовлечение в разработку трудноизвлекаемых коллекторов. Активное развитие техники и технологий позволяет вовлекать в промышленную разработку ранее не рассматриваемые отложения, включая сланцевые формации [1, 2], клиноформные отложения [3], породы фундамента [4–6], древние осадочные толщи [7, 8], а также глубокопогруженные горизонты [9, 10].

Перспективы добычи углеводородов из сложнопостроенных и трудноизвлекаемых горизонтов во многом определяются возможностью их описания, величиной запасов и развитием технологической базы освоения. При этом значимая часть трудноизвлекаемых запасов приурочена к пластам с низкой проницаемостью (вплоть до $0,05 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и крайне изменчивыми фильтрационно-емкостными свойствами, к которым можно отнести такие отложения Западной Сибири, как ачимовские, приуроченные к низам нижнемеловых толщ (берриас-нижний валанжин).

Несмотря на то, что в Западной Сибири ачимовские отложения относительно хорошо изучены и широко распространены, они характеризуются крайне сложным строением, которое определяется условиями образования, неравномерностью распространения и распределения коллекторов. Вопросы касательно распределения фильтрационно-емкостных свойств остаются объектом, требующим применения комбинации детальной сейсморазведки при высокой плотности опoisкования бурением, а также специальных методов и технологий при освоении.

На ачимовский комплекс приходится 18 % нефти, 10 % газа и 36 % конденсата от начальных суммарных ресурсов региона [11], контролируемых преимущественно ловушками литологической морфологии. Ресурсы ачимовских залежей оцениваются как минимум в 5 млрд т нефти, 4,8 трлн м³ газа и 1 млрд т конденсата [12]. Согласно более оптимистическим оценкам представления о строении клиноформенных отложений Западно-Сибирской провинции позволяют оценить потенциал их запасов в 10 млрд т нефти, 5 трлн м³ газа и 1,5 млрд т газового конденсата [13].

Основными особенностями разработки ачимовских отложений являются низкая проницаемость, высокая расчлененность и неоднородность пропластков, быстрые темпы падения добычи, значительное снижение пластового давления, образование трещин авто-ГРП при реализации системы поддержания пластового давления (ППД) и т. д. В связи с этим возникает задача оптимизации системы разработки подобных месторождений и применения новых технологий повышения нефтеотдачи пластов.

По сравнению с работой скважин, на месторождении с традиционными коллекторами многие показатели имеют совершенно иные зависимости. Средний коэффициент извлечения нефти (КИН) традиционных коллекторов составляет 20–30 %, а на ачимовских отложениях 7–14 %. Проницаемость традиционного коллектора около $100 \cdot 10^{-3}$ мкм², в то время как на рассматриваемом месторождении $0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Также пласты обычно характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями. Ввиду низкой пьезопроводности на ачимовских отложениях распространение давления происходит намного дольше. Для поддержания достаточных значений приемистости вынужденно создаются высокие значения забойного давления.

Объект и методы исследования

Особенности геологического строения

Характерной особенностью ачимовских отложений является клиноформное строение (рис. 1), литологическая невыдержанность, а также изменчивая мощность и неравномерное распространение. Осадки представлены пластами плотных мелкозернистых песчаников, алевролитов с глинисто-карбонатным цементом, разделенных пропластками глин различной толщины (10–15 м) [12].

Существуют разные точки зрения на условия формирования ачимовских отложений. Часть исследователей связывает формирование песчаных отложений с турбидитами, приуроченными к склону раннеокомской мелководно-шельфовой платформы [3]. Другие исследователи придерживаются мнения, что в северной части осадочного бассейна данные отложения связаны с фациями русел, дельт, авандельт и мелкого моря [15].

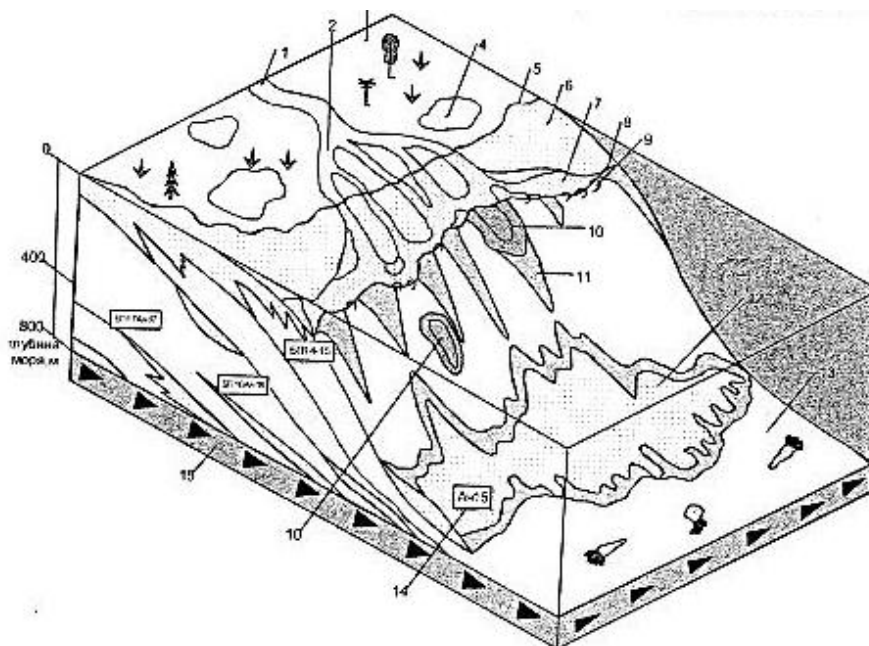


Рис. 1. Схема формирования ачимовских отложений Западной Сибири [14]:
 1 — река; 2 — дельта реки; 3 — суша; 4 — приморские озера; 5 — береговая линия;
 6 — шельф; 7 — бары открытого моря; 8 — бровка шельфа; 9 — плоскостной смыв;
 10 — оползни; 11 — каналы мутьевых потоков; 12 — песчано-алевритовые конусы
 выносов мутьевых потоков (турбидиты); 13 — дистальные гемипелагические илы;
 14 — ачимовская толща; 15 — глубоководные глинисто-битуминозные отложения
 (баженовская свита)

Fig. 1. Schematic diagram of the formation of Achimovian sediments Western Siberia [14]:
 1 — river; 2 — river delta; 3 — land; 4 — coastal lakes; 5 — coastline; 6 — shelf;
 7 — open-sea banks; 8 — shelf edge; 9 — planare scouring; 10 — landslides;
 11 — turbidity current channels; 12 — sandy-silt cones of turbidity current deposits (turbid-
 ites); 13 — distal hemipelagic silts; 14 — Achimov sekueunce; 15 — deep-water clayey-
 bituminous deposits (Bazhenov formation)

Нефтегазоносность клиноформ Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции представлена двумя нефтегазоносными комплексами: нижний — алевритопесчанистые отложения авандельтового-турбидитного генезиса; верхний — мелководно-морского генезиса [16]. С точки зрения генезиса скоплений нефти и газа важная особенность заключается в том, что ачимовские резервуары, сформированные в условиях мелководного шельфа, являются первой коллекторской толщей на пути миграции нефти и газа из наиболее значимого источника в Западной Сибири — нефтегазоматеринских пород баженовской свиты.

Общие сведения о пласте БП₁₇

На примере одного из нефтегазовых месторождений Западной Сибири выявлены основные проблемы, связанные с выполнением проектных показателей разработки.

В работе рассматривается нефтегазовое месторождение, расположенное в юго-западной части Пурпейского района Надым-Пурской нефтегазовой области Западной Сибири. В его пределах в отложениях ачимовской толщи выявлены 4 нефтяные залежи.

Характерной особенностью ачимовской толщи является невыдержанность и неоднородность пластов по площади. Пласты располагаются относительно друг друга кулисообразно в субширотном направлении. По вертикальной составляющей проницаемые породы чаще всего со всех сторон подпираются непроницаемыми слоями и представляют собой литологические линзовидные тела.

Рассматриваемый пласт БП₁₇ относится к дистальной части крупного конуса выноса, сформировавшегося на начальной стадии неокомского этапа геологического развития района работ. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная в северо-западной части. По характеру изменения мощностей можно определить, что направление раскрытия конуса и его продвижение происходило с юго-востока на северо-запад. Разрез пласта представлен толщей чередующихся тонких, глинистых, проницаемых песчаных и плотных пропластков.

Пласт БП₁₇ охарактеризован керном в 14 скважинах. Проницаемость в среднем изменяется от $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $1,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², средневзвешенное значение проницаемости $0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Пористость имеет предельные значения от 6,3 до 17,9 %, в то время как среднее значение составляет около 14,6 %.

Исследования физико-химических параметров пласта БП₁₇ рассматриваемого месторождения показали, что нефть малосернистая (содержание серы 0,42 %), средней плотности (857 кг/м³), парафинистая (содержание парафинов 3,89 %), малосмолистая (содержание смол 4,74 %). Показатель динамической вязкости при 20 °С в среднем составляет 10,28 мПа · с.

Ввиду отсутствия изученности собственными глубинными пробками нефти подсчетные параметры для пластовой нефти и растворенного в ней газа всех залежей пласта БП₁₇ приняты по аналогии с вышележащим пластом БП₁₆: плотность сепарированной нефти 824 кг/м³, пересчетный коэффициент 0,697 (объемный коэффициент 1,435), газосодержание 195 м³/т (160 м³/м³). Динамическая вязкость нефти для условий пласта примерно равна 0,49 мПа · с.

Анализ текущего состояния разработки

Объект БП₁₇ находится в промышленной эксплуатации с 2016 года и характеризуется стабильной добычей за счет опережающего разбуривания основного фонда добывающих скважин. С развитием технологий прогнозирования распространения залежей и более детального изучения строения залежей геологическое строение и объемы запасов претерпели значительные изменения. Пересчет запасов показал, что ачимовские отложения тре-

буют изменения и системы разработки, и такая возможность с учетом необходимости привлечения инвестиций для наращивания добычи имеется [17].

Объект БП₁₇ разбурен сеткой горизонтальных скважин на истощение. Между скважинами в среднем выдержано расстояние 400–200 м, между забоями скважин 1 400 м. Средняя длина горизонтальной части скважины — 1 000 м, количество стадий гидравлического разрыва пласта (ГРП) составляет от 4 до 10, полудлина трещин ГРП — 130–200 м, средняя проницаемость трещин после проведения ГРП — $300 \cdot 10^{-3}$ мкм². Отсутствует система ППД.

Энергетическое состояние объекта на дату оценивалось как неудовлетворительное. В центре основной залежи пластовое давление находилось на уровне насыщения (20,3 МПа). В целом объект активно разбуривается, и темп формирования добывающего фонда опережает темп создания системы ППД в несколько раз. Текущая компенсация обеспечивается на уровне 11,5 %.

Нагнетательные скважины не обеспечивают достаточное поддержание пластового давления ввиду отсутствия постоянной системы заводнения. Основная часть добывающего фонда среднедебитная с обводненностью 50–90 %. Средние значения темпов падения дебита добывающих скважин составляют 60–80 % за первый год эксплуатации.

Коэффициент вытеснения ачимовских продуктивных отложений определялся с использованием исследований на 58 образцах керна из 10 скважин — диапазон изменения 0,158–0,531. В среднем по всем исследованиям остаточная нефтенасыщенность для пластов БП₁₆ и БП₁₇ составляет 0,291 доли ед. Расчетное значение $K_{\text{выт}}$ при среднепластовой проницаемости $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² оценивается на уровне 0,329.

Текущая накопленная добыча нефти по объекту БП₁₇ составляет 2,821 млн т [18]. Добыча нефти за 2024 год составила 531,3 тыс. т, что на 15,8 % (72,4 тыс. т) выше проектного уровня (458,9 тыс. т). Отклонение обусловлено бурением большего количества добывающих скважин (31 против 8 по проекту). Накопленная добыча нефти (1,253 млн т) немногим ниже проектного показателя — 1,306 млн т (отклонение — 4,1 %). С начала разработки добыто 9,4 % НИЗ. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет порядка 0,019 доли ед. (утвержденный — 0,201). При утвержденной и текущей системе разработки достижение утвержденного КИН тяжело реализуемо.

При превышении проектных показателей по добыче на 27 % разбуривание скважин превышает на 80 %. Следовательно, превышение показателей достигается не путем увеличения выработки запасов, а путем опережающего бурения. Учитывая отклонение от проектного КИН, получаем общее представление об отклонении в отрицательную сторону по проектным показателям.

Варианты поддержания пластового давления

Анализ опыта разработки подобных месторождений в России и за рубежом показал, что особое внимание следует уделять уплотнению сетки

скважин (если существует возможность), а также различным методам закачки воды в пласт, в том числе низкоминерализованной.

При разработке ачимовских пластов на начальном этапе экономически рентабельным являлся вариант на истощение, при этом вкладываются значительные капитальные средства на строительство сложных в техническом исполнении скважин, которые возможно окупить за счет быстрой выработки запасов. Однако такой метод имеет ограничения в применении — расстояние между скважинами. Следовательно, в процессе разработки появляется необходимость в оптимизации системы.

Для организации системы ППД требуется расчет давления инициирования трещин авто-ГРП, чтобы контролировать высокие значения давления, обеспечивавшие целевую приемистость. Эффект значительно растянут во времени, проявляется позже, без существенного прироста от вытесняемого вала нефти, как в традиционных коллекторах. Для обоснования возможности применения системы ППД в виде заводнения были проведены расчеты для элемента разработки на истощение и пятиточечной системы с заводнением.

Результаты

Модель разработки на истощение

Модель элемента составляется на основе показателей скважины текущей системы разработки. Длина горизонтального участка ствола принята 1 000 м, полудлина трещин ГРП — 130 м, проницаемость трещин после инициации трещин — 300×10^{-3} мкм². Для выявления оптимального количества стадий ГРП [19] построена зависимость дебита скважины длиной горизонтального участка 1 000 м от количества стадий (рис. 2). Полученная зависимость позволяет сделать вывод, что максимальный дебит 162 м³/сут. достигается при 4 стадиях ГРП.

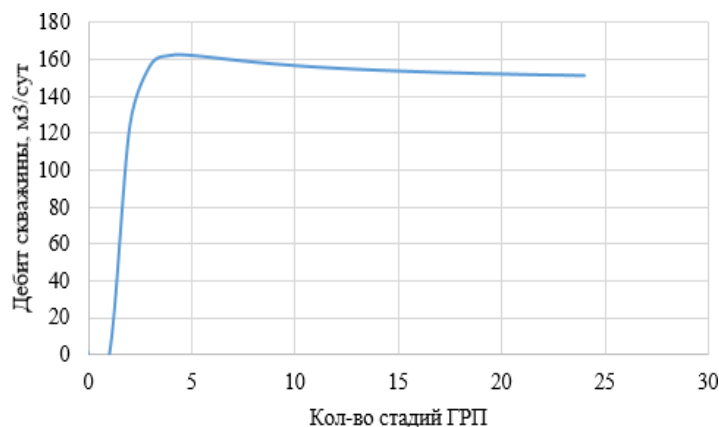


Рис. 2. Зависимость дебита от количества стадий ГРП

Fig. 2. Dependence of production rate on the number of hydraulic fracturing stages

Динамика пластового давления и дебита скважины показывает падение давления в 3 раза примерно за 5 лет, также наблюдается значительное падение дебита за этот же период времени. Итоговый КИН составляет в среднем 12,2 %

от начальных извлекаемых запасов. Учитывая идеализированные условия расчета модели, прогнозный КИН может быть значительно ниже расчетного.

Модель разработки с заводнением

При расчете системы заводнения использованы две модели: поршневое и непоршневое вытеснение нефти водой из пористой среды. Поскольку ачимовские отложения носят неоднородный характер распространения коллектора в пласте и фильтрационных свойств, в качестве основной рассмотрена модель *непоршневого вытеснения* [20].

Модель непоршневого вытеснения нефти водой — гидродинамическая модель процесса заводнения, основанная на теории совместной фильтрации неоднородных несмешивающихся жидкостей. Эта модель позволяет достаточно точно рассчитывать показатели разработки в период добычи обводненной продукции в сочетании с моделью однородного пласта. В основе непоршневого вытеснения лежит зависимость относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности.

Важным аспектом применения горизонтальных скважин (ГС) служит выбор системы расположения, так как извлечение запасов нефти и газа происходит при взаимодействии всей системы разработки месторождения.

По результатам моделирования период безводной добычи оценен в течение 765 сут. (2,1 года). Дальнейшая разработка производится, основываясь на двухфазной фильтрации ввиду прорыва воды от нагнетательной скважины к добывающей. Граничным условием работы скважины по общепринятым меркам устанавливается значение обводненности от 98 %. Дальнейшие расчеты проводились с учетом заводнения элемента и значений функции Бакли — Леверетта.

Накопленная добыча с элемента разработки оценивается в 197,2 тыс. тонн нефти, таким образом, КИН составит 24 % от начальных запасов. Для сравнения приведены совместные графики накопленной добычи для добычи на истощении и с использованием системы заводнения (рис. 3).

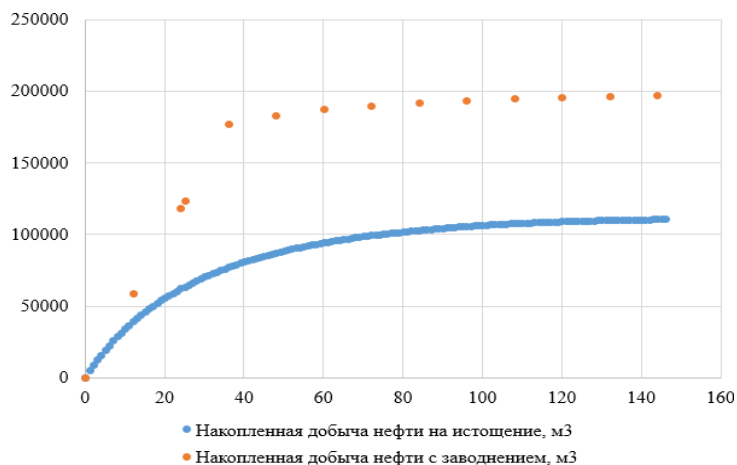


Рис. 3. Сравнение разработки на истощение и с заводнением

Fig. 3. Comparison of depletion-drive development and waterflooding development

Заметна значительная разница между применяемыми методами. Следовательно, на основе оценочного сравнения методов разработки формируется вывод, что применение заводнения необходимо на данном объекте. Оценочная методика материального баланса показала, что при низкой проницаемости при разработке на истощение значительно падает пластовое давление, следовательно, скважины отключают достаточно быстро ввиду низкого дебита по жидкости, в то же время запасы остаются невыработанными.

Оценка возможности заводнения

На начальном этапе возможности заводнения главной задачей является оценка работы текущих нагнетательных скважин. На рассматриваемом объекте данные скважины носят характер ОПР. Основная часть скважин находится на значительном расстоянии от добывающих, поэтому влияние нагнетательных не наблюдается, а оценка таких скважин не имеет практической ценности [21].

Более точную оценку возможно произвести с помощью гидродинамической модели. Для этого на месторождении выбран участок с наибольшими остаточными запасами по картам выработки начальных извлекаемых запасов (через ячейки Вороного), а также с необводненным фондом (рис. 4.). На основе выбранного участка создана ГДМ и проведена адаптация. Важным критерием применения модели является возможность адаптации под историю работы скважины.

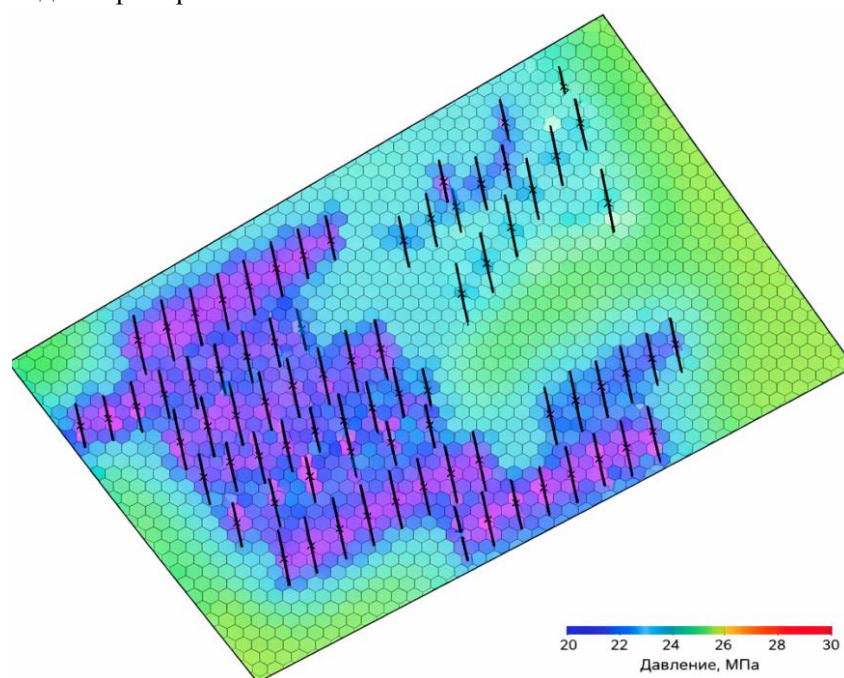


Рис. 4. Модель участка месторождения с динамикой пластового давления
Fig. 4. Model of a section of the field showing reservoir pressure dynamics

Для вывода зависимости, описывающей работу пласта и влияние заводнения, проводились специальные расчеты на синтетической модели, которая представляет собой модель адаптированного пласта с исключением текущих скважин. Поскольку зависимость эффективности заводнения должна иметь универсальный характер, исключено влияние горизонтального ствола скважины и количества стадий ГРП. В таком случае применим расчет с наклонно-направленными скважинами, которые возможно моделировать достаточно близко для понимания предельно возможного значения КИН.

Моделирование осуществлялось в комплексе NumEx2, отличительной особенностью которого является наличие встроенного блока серийных расчетов. С помощью данного блока проводились многосерийные расчеты с варьированием следующих показателей:

- 1) плотность сетки скважин — от 1 до 60 га/скв.;
- 2) система размещения скважин — 5-точечная, 7-точечная, 9-точечная, на истощение.

По результатам моделирования выявлен технологический предел по КИН без применения МУН — 0,29. Моделирование наглядно показывает рентабельность разработки месторождения с ППД, что еще не является реализованной технологией на рассматриваемом месторождении, а также на ачимовских отложениях с проницаемостью меньше $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² в целом. Полученные выводы позволяют производить расчеты по формированию системы ППД с определением эффективного режима заводнения [22].

Осложнения при заводнении низкопроницаемых пластов

Низкопроницаемые коллекторы требуют создания высоких значений давления на забое для поддержания эффективности работы скважины по приемистости. Зачастую значения по забойному давлению достигают близких к давлению гидроразрыва пласта, в результате чего происходит распространение трещин авто-ГРП [23]. Для контроля развития трещин, а также минимизации возможного прорыва воды к добывающим скважинам необходимо выявить основные проблемы и подобрать комплекс мер по их исключению и минимизации рисков.

Первоочередным решением является контроль режима работы скважины. Приемистости на плотных коллекторах зачастую быстро снижаются, в то время как быстрого эффекта на добывающих скважинах не наблюдается. Увеличение закачки не ускорит и не увеличит влияние скважины, однако может стать причиной развития трещин. Поэтому первоочередным является контроль давления на забое скважины и закачки.

Распространение трещин происходит в направлении наименьшего напряжения горной породы. Скважины на месторождении расположены рядной системой, поэтому зачастую трещины находятся друг напротив друга. Подобные скважины не подлежат заводнению, поскольку трещины

нагнетательных скважин по наименьшему сопротивлению раскроются в сторону трещин добывающих скважин. Нивелирование риска возможно за счет расположения трещин нагнетательных скважин в шахматном порядке относительно трещин добывающих скважин.

Низкопроницаемые участки могут быть не охвачены заводнением в виду наличия более проницаемых и промытых участков. В результате появляется необходимость в выравнивании профиля приемистости скважины. Самым распространенным способом является закачка полимерных композиций, однако экономически данный метод приводит к большим затратам. Вследствие этого появился новый экспериментальный метод заводнения – закачка низкоминерализованной воды [24, 25]. Данная методика опробована на нескольких месторождениях России (в частности, Западной Сибири). Наибольший интерес представляет Приобское месторождение. Метод применялся на образцах месторождения с проницаемостью $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и менее. Спорный эффект заключается в снижении проницаемости в пределах 10–20 %, однако одновременно увеличивается коэффициент вытеснения, снижаются темпы падения добычи (в среднем на 5–10 %), увеличивается межремонтный период и затраты на ингибиторы коррозии и тщательную подготовку воды.

Резюмируя, выделим основные критерии минимизации прорыва воды при заводнении:

- 1) расположение трещин в шахматном порядке;
- 2) контроль расстояния между скважинами;
- 3) стабилизация закачки и контроль забойного давления нагнетательной скважины;
- 4) применение методов, являющихся третичными методами увеличения нефтеотдачи.

Закачка низкоминерализованной воды

Образцы керна месторождения проходили множество лабораторных исследований в рамках оценки эффективности различных мероприятий. Взято 6 испытаний с соседних скважин. Проницаемость $(0,1–0,4) \cdot 10^{-3}$ мкм², пористость 0,18 доли ед. Пластовые воды характеризуются как гидрокарбонатно-натриевые, их минерализация составляет 57 г/л. В образцах содержится минерал — каолинит.

Исследование образцов показало снижение проницаемости образца при закачке низкоминерализованной воды, однако по проведенным расчетам коэффициента вытеснения (0,5 для пластовой; 0,55 для низкоминерализованной) можно сделать вывод, что применение данной технологии возможно, поскольку при исследованиях был получен в среднем прирост $K_{\text{выт}}$ на 10 %.

Также использование низкоминерализованного заводнения на глинах с каолинитом за счет ионов натрия способствует дополнительному вымы-

ванию нефти из породы. Следовательно, возможно опреснение пластовых вод, что поможет минимизировать затраты на водозаборные скважины. Наблюдается значимая эффективность данной технологии, которая имеет высокую стабильность во времени эксплуатационного периода скважин. КИН составил 12,5 % (рис. 5.).

Уплотнение сетки скважин

Альтернативой является уплотнение сетки скважин на месторождении путем бурения дополнительных скважин с горизонтальным окончанием и оптимальным количеством стадий ГРП.

Как показывают результаты пересчета запасов, выполненного с учетом пересмотра геологической модели, в пределах залежи отмечаются незначительные участки с достаточными нефтенасыщенными толщами, которые не охвачены текущей сеткой скважин.

На объекте применяется нерегулярная система размещения скважин, поэтому в среднем расстояние между скважинами составляет 250–400 м, при этом полудлина трещин ГРП оценивается в 110–200 м. Даже учитывая проблему деградации трещин и снижение их проницаемости по длине от ствола скважины, близость скважин в сочетании с длиной трещин не позволяет пробурить новые скважины. Трещины ГРП вскрывают всю толщину пласта, следовательно, бурение 3D-сетки, то есть шахматная расстановка скважин в кровле и подошве пласта через одну (по аналогии с SAGD — размещение скважин для парогавитационного воздействия — со смещением горизонтальных стволов в параллельных плоскостях), не представляется возможным.

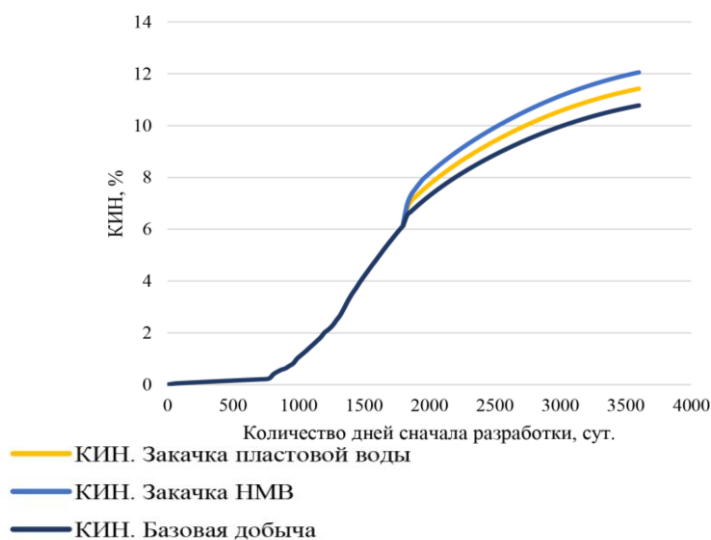


Рис. 5. Накопленная добыча в результате закачки низкоминерализованной воды

Fig. 5. Cumulative production resulting from the injection of low-mineralised water

Обсуждение результатов

Исходя из анализа результатов расчета различных моделей повышения нефтеотдачи пласта, определенно выделяется большая эффективность варианта заводнения с закачкой низкоминерализованной воды.

Применение данной технологии поддержания пластового давления является экспериментальным, но, несмотря на это, уже сейчас лабораторные исследования и гидродинамическое моделирование процессов вытеснения показывают возможность применения технологии и значительные эффекты при ее применении. Следует отметить, что важнейшими критериями по применению являются поздняя стадия разработки месторождения, относительно скважин — низкие дебиты по добыче нефти (то есть либо высокая обводненность, либо низкий дебит скважины в целом).

Разработка ачимовских низкопроницаемых коллекторов на истощение является недостаточно эффективной и требует применения систем поддержания пластового давления. Расчетная модель показала, что при разработке на истощение КИН составляет лишь 12,2 %, тогда как при переходе на заводнение данный показатель возрастает до 24 %, а гидродинамическое моделирование на синтетической модели определило технологический предел КИН в 0,29 при оптимальной системе ППД.

Выводы

Таким образом, на примере одного из нефтегазовых месторождений Западной Сибири выявлены основные проблемы, связанные с невыполнением проектных показателей разработки. На текущий момент они обеспечиваются за счет бурения большого количества скважин и уплотнения сетки их размещения. Приоритетным направлением повышения КИН является поэтапный переход от разработки на истощение к системе заводнения с закачкой низкоминерализованной воды

Вклад авторов

Савенок О. В.: написание статьи; разработка методологии; создание моделей повышения нефтеотдачи пласта.

Прищепа О. М.: формулирование идеи; концептуальная модель строения ачимовских отложений.

Мардашов Д. В.: анализ данных по разработке пласта БП₁₇.

Песков Д. В.: написание статьи; создание иллюстраций; подготовка списка литературы.

Чуйкова Е. П.: редактирование статьи; подготовка списка литературы.

Author contributions

Olga V. Savenok: writing; methodology; creating models for increasing oil recovery.

Oleg M. Prishchepa: formulation of idea; conceptual model of the structure of the Achimov sediments.

Dmitry V. Mardashov: analysis of data on the development of the BP₁₇ reservoir.

Dmitry V. Peskov: writing; creating illustrations; preparing the references.

Elizaveta P. Chuikova: editing; preparing the references.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Conflict of interests. The authors declare no conflicts of interest.

Список источников

1. Цветков Л. Д., Цветкова Н. Л. Сланцевая нефть России. *Вести газовой науки*. 2013;16(5):219–230.
2. Жарков А. М. Концептуальные модели формирования и методика поисков углеводородов в наиболее значимых «сланцевых» формациях России. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2015;10(4):47.
3. Жарков А. М. Особенности геологического строения и прогноз распространения залежей углеводородов в ачимовской толще Западной Сибири. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2016;11(4):51.
4. Шустер В. Л. Нефтегазоносность кристаллического фундамента. *Геология нефти и газа*. 1997;(8):17–19.
5. Пунанова С. А. О перспективности на нефть и газ доюрских отложений Западной Сибири. *Экспозиция Нефть Газ*. 2025;(7):62–67. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-7-62-67>
6. Prischepa O. M., Sinita N. V. Prospects for Oil and Gas Bearing Potential of Paleozoic Basement of West Siberian Sedimentary Basin. *International Journal of Engineering*. 2025;38(5):1098–1107. <https://doi.org/10.5829/ije.2025.38.05b.12>
7. Kozhanov D. D., Bolshakova M. A., Sitar K. A., Botalov A. N., Shirobokova, J. V., Gabdrakhmanova, D. I. et al. Upper Riphean Oil and Gas Source Rocks on the East European Platform in the Russian Part and Adjacent Folded Areas. *Moscow University Geology Bulletin*. 2025;80(2):244–256. <https://doi.org/10.3103/S0145875225700371>
8. Zharkov A. M., Peskov D. V., Martynov A. V. Identification of Hydrocarbon Accumulation Zones on Ancient Platforms in the Northern Part of Eurasian Lithospheric Plate. *International Journal of Engineering, Transactions B: Applications*. 2025;38(11):2713–2727. <https://doi.org/10.5829/ije.2025.38.11b.19>
9. Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Губин И. А., Парфенова Т. М., Сафронов П. И. Глубокопогруженные нефтегазовые системы нижнего палеозоя на востоке Сибирской платформы: геолого-геофизическая характеристика, оценка ресурсов углеводородов *Записки Горного института*. 2024;269:721–737. EDN WDBEOS
10. Дружинин В. С., Мартышко П. С., Начапкин Н. И., Осипов В. Ю. Региональные черты строения нижнерифейских отложений в связи с проблемой нефтегазоносности глубоко погруженных горизонтов юго-западной части Пермского края. *Доклады Академии наук*. 2013;452(2):181–181.
11. Бородкин В. Н., Курчиков А. Р. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири. *Геология и геофизика*. 2015;56(9):1630–1640.
12. Пунанова С. А. Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири. *Экспозиция Нефть Газ*. 2020;3(76):10–13. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10081>
13. Жарикова Н. Х., Горпинченко А. Н. Особенности геологического строения ачимовских отложений на примере Приобского нефтяного месторождения. *Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник)*. 2022;(2):104-121.
14. Бородкин В. Н., Храмова А. В., Исаев Г. Д. Региональный фациальный анализ ачимовских клиноформных отложений севера Западной Сибири. *Горные ведомости*. 2004;(5):18–28.

15. Алексеев В. П. *Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра)*. Екатеринбург: УГГУ; 2014. 284 с.
16. Салмин М. В. Уточнение литогенетической модели формирования неструктурных ловушек в ачимовских отложениях. *Нефтяное хозяйство*. 2004;(8):58–61.
17. Климов Д. С., Закиров Э. С. Новый подход к разработке месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми коллекторами. *Экспозиция Нефть Газ*. 2018;(3):46–50.
18. Аль-Рубеа С. С. С. Особенности состояния разработки Вынга-яхинского месторождения. В сб.: *Приоритетные направления развития науки в современном мире: сборник научных статей по материалам X Международной научно-практической конференции. Уфа, 10 марта 2023 года*. Уфа: Вестник науки, 2023:20–23.
19. Жарикова Н. Х., Кусова Л. Г. Обоснование эффективности проведения многостадийного гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемых терригенных коллекторов на примере эксплуатационного объекта ЮС2 Федоровского нефтегазоконденсатного месторождения. *Инженер-нефтяник*. 2024;(1):26–38.
20. Гумерова Н. В., Овчинникова С. В., Аханова М. А. Численные исследования показателей разработки слоистого пласта на основе модели непероршневого вытеснения нефти водой. *Инженерный вестник Дона*. 2019;(5):13. URL: <https://ivdon.ru/ru/magazine/archive/n5y2019/6006>
21. Кожевникова А. Р., Мардашов Д. В. Оценка возможности применения заводнения на ачимовских отложениях. В сб.: *Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы XIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и учёных, Нижневартовск, 20 апреля 2023 года*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет. 2023:108–111.
22. Кожевникова А. Р., Мальцев А. А. Исследование системы поддержания пластового давления для добычи трудноизвлекаемых запасов ачимовских отложений. В сб.: *БАЙКАЛГЕО'24: тезисы докладов научно-практической конференции, Иркутск, 17–21 июня 2024 года*. Иркутск; 2024:196–199.
23. Савенок О. В., Верисокин А. Е., Копченков В. Г., Федоренко В. В., Керимов А. Г. Г., Федорова Н. Г. [и др.]. Обоснование технологии регулирования проницаемости трещины авто-ГРП на поздней стадии разработки нефтяного месторождения. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2023;(10):14–24. [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-10\(370\)-14-24](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-10(370)-14-24)
24. Михайлов Н. Н., Мелёхин С. В., Полищук В. И. Экспериментальное и модельное исследование влияния закачки слабоминерализованной воды на нефтеотдачу пластов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2016;(6):19–30.
25. Антониади Д. Г., Савенок О. В., Буков Н. Н., Ганюцкая Е. Д., Панюшкин В. Т. О возможности использования низкоминерализованной воды для повышения нефтеотдачи месторождений Краснодарского края. *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*. 2014;(8):331–339.

References

1. Tsvetkov L. D., Tsvetkova N. L. Shale oil of Russia. *Vesti gazovoy nauki*. 2013;16(5):219–230. (In Russ.).
2. Zharkov A. M. Conceptual models of formation and methods of hydrocarbon exploration in the most significant "shale" formations of Russia. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2015;10(4):47. (In Russ.).

3. Zharkov A. M. Features of geological structure and forecasting of hydrocarbon accumulation distribution in the Achimov sequence of Western Siberia. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016;11(4):51. (In Russ.).
4. Shuster V. L. Oil and gas potential of crystalline basement. *Geologiya nefti i gaza*. 1997;(8):17–19. (In Russ.).
5. Punanova S. A. On the oil and gas potential of Western Siberia's pre-Jurassic deposits. *Exposition Oil Gas*. 2025;(7):62–67. (In Russ.). DOI: 10.24412/2076-6785-2025-7-62-67
6. Prischepa O. M., Sinita N. V. Prospects for Oil and Gas Bearing Potential of Paleozoic Basement of West Siberian Sedimentary Basin. *International Journal of Engineering*. 2025;38(5):1098–1107. <https://doi.org/10.5829/ije.2025.38.05b.12>
7. Kozhanov D. D., Bolshakova M. A., Sitar K. A., Botalov A. N., Shirobokova J. V., Gabdrakhmanova D. I. [et al.]. Upper Riphean Oil and Gas Source Rocks on the East European Platform in the Russian Part and Adjacent Folded Areas. *Moscow University Geology Bulletin*. 2025;80(2):244–256. <https://doi.org/10.3103/S0145875225700371>
8. Zharkov A. M., Peskov D. V., Martynov A. V. Identification of Hydrocarbon Accumulation Zones on Ancient Platforms in the Northern Part of Eurasian Lithospheric Plate. *International Journal of Engineering, Transactions B: Applications*. 2025;38(11):2713–2727. <https://doi.org/10.5829/ije.2025.38.11b.19>
9. Kontorovich A. E., Burshtein L. M., Gubin I. A., Parfenova T. M., Sazonov P. I. Deep-buried Lower Paleozoic oil and gas systems in eastern Siberian Platform: geological and geophysical characteristics, estimation of hydrocarbon resources *Journal of Mining Institute*. 2024;269:721–737. (In Russ.). EDN: WDBEOS.
10. Druzhinin V. S., Martyshko P. S., Nachapkin N. I., Osipov V. Yu. Regional structural features of the Lower Riphean deposits in connection with the problem of oil and gas potential of deeply buried horizons in the southwestern part of the Perm region. *Doklady Akademii nauk*. 2013;452(2):181–181. (In Russ.).
11. Borodkin V. N., Kurchikov A. R. On the issue of clarifying the western and eastern boundaries of the Achimov clinoform complex of Western Siberia. *Geologiya i geofizika*. 2015;56(9):1630–1640. (In Russ.).
12. Punanova S. A. Hydrocarbon accumulations of Achimov sediments northern regions of Western Siberia. *Exposition Oil Gas*. 2020;(3):10–13. (In Russ.). <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10081>
13. Zharikova N. Kh., Gorpichenko A. N. Features of the geological structure of the Achimov deposits on the example of the Priobskoye oil field. *Nauka. Tekhnika. Tekhnologii (politekhicheskiy vestnik)*. 2022;(2):104–121. (In Russ.).
14. Borodkin V. N., Khramtsova A. V., Isaev G. D. Regional facial analysis of the Achimov clinoform deposits in the north of Western Siberia. *Gornye vedomosti*. 2004;(5):18–28. (In Russ.).
15. Alekseev V. P. *Atlas of subaqueous facies of the Lower Cretaceous deposits of Western Siberia (KhMAO-Yugra)*. Ekaterinburg: UGGU; 2014. 284 p. (In Russ.).
16. Salmin M. V. Specification of the lithogenetic model of non-structural traps formation in the Achimov deposits. *Oil industry*. 2004;(8):58–61. (In Russ.).
17. Klimov D. S., Zakirov E. S. A new approach to the development of oil and gas fields with low-permeability reservoirs. *Exposition Oil Gas*. 2018;(3):46–50. (In Russ.).
18. Al-Rubea S. S. S. S. Features of the development state of the Vyngayakhinskoye field. In: *Priority directions of science development in the modern world: collection of scientific articles based on the materials of the X International Scientific and Practical Conference Ufa, March 10, 2023*. Ufa: Bulletin of Science, 2023:20–23. (In Russ.).

Мардашов Дмитрий Владимирович, доктор технических наук, директор научно-педагогического центра «Аспирантура», Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург

Песков Дмитрий Владимирович, инженер проблемной лаборатории «Наука о Земле», Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Peskov_DV@pers.spmi.ru

Чуйкова Елизавета Павловна, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург

Dmitry V. Mardashov, Doctor of Engineering Sciences, Director of the Research and Educational Center "Postgraduate School", Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University

Dmitry V. Peskov, Engineer at the Problem Laboratory "Earth Sciences", Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, Peskov_DV@pers.spmi.ru

Elizaveta P. Chuikova, Postgraduate Student at the Department of Oil and Gas Fields Development and Operation, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University

Поступила в редакцию / Received 14.01.2026

Поступила после рецензирования / Revised 02.02.2026

Принята к публикации / Accepted 05.02.2026