

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 622.276

EDN: HRYRYQ

Комплексный подход к анализу эффективности и оптимизации системы поддержания пластового давления на примере зрелого газонефтяного месторождения

Т.П. Популлова ✉, Д.Г. Афонин

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

Аннотация. *Актуальность.* На поздней стадии разработки зрелых газонефтяных месторождений критически важной задачей является оптимизация системы поддержания пластового давления для максимизации нефтеотдачи и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов. *Цель работы.* Разработка и апробация комплексного подхода к анализу эффективности и оптимизации системы поддержания пластового давления, направленного на решение ключевых проблем. *Материалы и методы.* На примере зрелого газонефтяного месторождения рассмотрено комплексное использование методов, включающих экспертный анализ, CRM-моделирование, нейросетевое моделирование для прогнозирования и оптимизации режимов закачки, а также технологические решения: циклическое заводнение, ввод водозаборных скважин и шурфовых установок. *Результаты.* Выделены три направления вероятных осложнений в управлении эффективным заводнением на пласте АВ1(1-2): наличие непроизводительной закачки; неоднородность геологических условий, влияющая на эффективность закачки; недостижение требуемого давления закачки для целевых приемистостей. Для решения этих проблем предложены методы, которые включают остановку нагнетательных скважин с непроизводительной закачкой, применение циклического заводнения, улучшение эффективной закачки с использованием адресной закачки, а также ввод водозаборных скважин и шурфов. *Выводы.* Анализ результатов применения предложенной стратегии показал значительный эффект: реализованные мероприятия обеспечили дополнительную добычу нефти в объеме 71,1 тыс. т.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, зрелое месторождение, система заводнения, газонефтяное месторождение, эффективная закачка

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Популлова Т.П., Афонин Д.Г. Комплексный подход к анализу эффективности и оптимизации системы поддержания пластового давления на примере зрелого газонефтяного месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 3. С. 424–440. EDN: HRYRYQ

✉ Популлова Татьяна Павловна, TP_populova2@tnnc.rosneft.ru

© Популлова Т.П., Афонин Д.Г., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Зрелое месторождение находится на 4-й стадии [1] разработки. Характеризуется сформированной сеткой скважин и применением комплексного подхода к управлению заводнением. На завершающей стадии разработки пласта необходимо совершенствовать процесс заводнения с целью максимизации добычи запасов. Таким образом, актуальным становится вопрос об оптимизации заводнения и расширении его границ с целью повышения коэффициента заводнения и увеличения добычи нефти путем совершенствования системы поддержания пластового давления (ППД) для максимизации нефтеотдачи и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов.

Объект АВ1(1-2) является наиболее литологически изменчивым на рассматриваемом месторождении. Пласт представлен частым переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин [2]. Характерной особенностью пласта является беспорядочное волнисто-линзовидное чередование песчано-алевролитовых пород с глинистыми породами, которые отличаются своеобразными структурно-текстурными признаками, а также неравномерным распределением глинистого цемента. Формирование отложений пласта происходило в условиях постепенного углубления морского бассейна, сопровождавшегося снижением динамики процессов седиментации. Такие застойные условия и привели к образованию пород с характерной текстурой типа «рябчик», давшей название всему пласту АВ1(1-2) [3].

По соотношению в разрезе пласта типов коллекторов и средней проводимости (высоко-, средне-, низкопроводимые)

выделено 9 зон (рис. 1¹). Преобладают низкопроводимые алевролитовые и глинистые коллекторы (52%) (зоны 3, 5 и 9); наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) характеризуется зона 8 (высокопроводимые коллекторы), наихудшими – зона 2; основная доля текущих извлекаемых запасов приходится на зону 3 (высоко- и средне-проводные коллекторы), зону 1 и зону 5 с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Каждая зона обладает общими характерными особенностями. Хаотическое чередование коллекторов с тонкослоистой текстурой осложняет процесс фильтрации в пласте и способствует образованию многочисленных застойных и тупиковых зон скопления нефти. Более сложные условия для выработки запасов из коллекторов с тонкослоистой текстурой создаются, когда в продуктивной толще эти коллекторы залегают совместно с массивными коллекторами, в этом случае они хуже охвачены выработкой.

Наиболее массивные высокопористые коллекторы залегают в восточной части месторождения. Здесь они распределены по всей толщине пласта или тяготеют к его кровле и середине. Однако коллекторы с массивной текстурой содержат лишь 4% нефтенасыщенного объема пласта.

Тонкослоистый тип коллектора или «рябчиковые» песчаники занимают большую часть площади пласта АВ1(1-2) в пределах лицензионного участка. В коллекторах данного типа содержится 41,6% от общих начальных геологических запасов нефти. Процессы фильтрации в глинистых «рябчиковых» песчаниках имеют очень сложный и до конца не изученный характер.

¹ Рис. 1 разработан с помощью корпоративного программного комплекса «РН-КИН» компании «Роснефть».

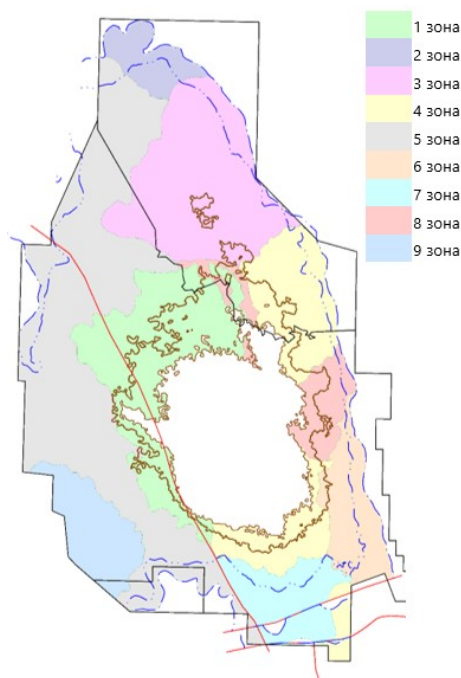


Рис. 1. Схема пласта АВ1(1-2) с выделенными зонами коллекторов (1–9)

Fig. 1. Reservoir section AV1(1-2) with delineated reservoir zones (1–9)

В результате проведенного анализа установлено, что различия в абсолютных величинах таких показателей как песчанность, расчлененность, пористость и проницаемость значительны. Эти показатели, характеризующие степень прерывистости и особенности внутреннего строения пород-коллекторов, чрезвычайно важны, так как в значительной степени влияют на характер заводнения и выработку запасов.

Таким образом, исходя из работы нагнетательных скважин, геологического строения пласта и инфраструктурных ограничений по ряду площадных объектов, выявлены вероятные проблемы при управлении эффективным заводнением на пласте зрелого месторождения:

1. Наличие непроизводительной закачки.
2. Неоднородность геологических условий, влияющая на эффективность закачки.
3. Недостижение требуемых значений давления нагнетания для обеспечения целевых значений приемистости.

Целью работы является разработка и практическая реализация комплексного подхода к анализу и оптимизации системы ППД на зрелом газонефтяном месторождении, направленного на преодоление ключевых проблем для максимизации дебита нефти.

Материалы и методы

В качестве объекта исследования выступил зрелый газонефтяной объект – пласт АВ1(1-2), характеризующийся сложным литологическим строением. Для анализа и оптимизации системы ППД был применен комплексный подход:

1. Использование CRM-моделей на основе уравнений материального баланса и Дарси для оперативной оптимизации приемистостей нагнетательных скважин.
2. Нейросетевое моделирование для установления зависимостей между параметрами добычи, закачки и проведения ГТМ.

3. Гидродинамические методы воздействия на пласт: циклическое заводнение для создания нестационарных режимов фильтрации и перераспределения фильтрационных потоков.

Основной инструмент при решении этих задач – экспертный анализ, который является трудозатратным для рассматриваемого месторождения (большой фонд), поэтому для распределения закачки в последнее время активно используют дополнительные инструменты: CRM-моделирование и нейросетевое моделирование.

CRM – модель на основе аналитического решения уравнения материального баланса и уравнения Дарси [8, 9]. Используется как самостоятельный инструмент для оперативного управления системой заводнения и как вспомогательный инструмент при решении задачи подбора оптимальных приемистостей с использованием ГДМ. Основная цель инструмента – это определение оптимальной приемистости с целью максимизации добычи жидкости. Основное ограничение по нагнетательным скважинам – это давление авто-ГРП. Выбор участка CRM-моделирования определяется по наличию потенциала по увеличению закачки и высокой ценности закачки.

Нейросетевое моделирование – это модель искусственных нейронных сетей для управления закачкой на нефтяных месторождениях [10–12]. Инструмент базируется на модели пьезопроводности. Используется для управления разработкой с помощью установления функциональных зависимостей между суточными показателями добычи, закачки, забойного давления, частоты электроцентробежных насосов и проведением геолого-технических мероприятий. Основная цель инструмента – это определение оптимальных уровней закачки на каждой нагнетательной скважине и

прогнозирование добычи нефти по реагирующим добывающим скважинам.

Описанные инструменты для принятия решений по оптимизации системы ППД также позволяют определить участки, где необходимы вводы ВДЗ или шурфов, на основе анализа потенциала по увеличению закачки.

Результаты и обсуждение

Способы решения

Для оптимизации комплексного подхода к управлению ППД на зрелом месторождении были предложены и реализованы следующие мероприятия:

1. Остановка непроизводительных скважин.
2. Циклическое заводнение.
3. Адресная целевая закачка.
4. Технологическое усиление системы ППД.

Кустовая насосная станция (КНС) – основная технологическая часть в системе поддержания пластового давления². Основная ее задача – это нагнетание подготовленной жидкости в продуктивные нефтяные пласты. Линейное давление зависит от давления в КНС, а буферное давление не может превышать линейное, что оказывает прямое влияние на уровень закачки в пласт. На «рябчике» текущий уровень давления на КНС значительно ниже максимально разрешенного, что привело к снижению средней приемистости нагнетательных скважин на 12 м³/сут. за последние полгода.

² Поддержание пластового давления (ППД) на нефтяных залежах. URL: <https://neftegaz.ru/science/booty/331582-podderzhanie-plastovogo-davleniya-ppd-na-neftyanykh-zalezakh/> (дата обращения: 09.09.2025).

На удаленных участках из-за аварийности и гидравлических сопротивлений давление закачки ниже проектных значений.

Для восстановления проектных параметров закачки применяются:

– водозаборные скважины (ВДЗ) – для увеличения давления в линии на удаленных участках;

– шурфовые установки – для подачи воды в пласт при аварийности водовода.

Эти меры обеспечивают повышение давления для оптимизации режимов закачки.

Рассмотрим случай неэффективности элемента ППД на примере реагирующей добывающей скв. № 1.

11.07.2023 скв. № 3 была переведена в ППД со среднесуточной закачкой 80 м³/сут., по скв. № 1 наблюдается снижение суточной добычи нефти за счет роста обводненности (рис. 2). Данная

динамика характерна при прорыве закачиваемой воды, после остановки нагнетательной скважины добыча нефти была восстановлена. Очевиден прорыв закачиваемой воды по трещинам гидроразрыва пласта (ГРП). Скв. № 3 остановлена 16.05.2024, как результат – дебит нефти по скв. № 1 начал стабилизироваться (параллельно со снижением обводненности).

Низкая эффективность работы нагнетательных скважин может быть связана с высокой расчлененностью и резкой прерывистостью по площади и разрезу, что свойственно для «рябчика». Наличие таких участков приводит к низкой приемистости нагнетательных скважин, частичному или полному отсутствию взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами, что в результате ограничивает распространение влияния закачки на отдельные участки коллектора [4].

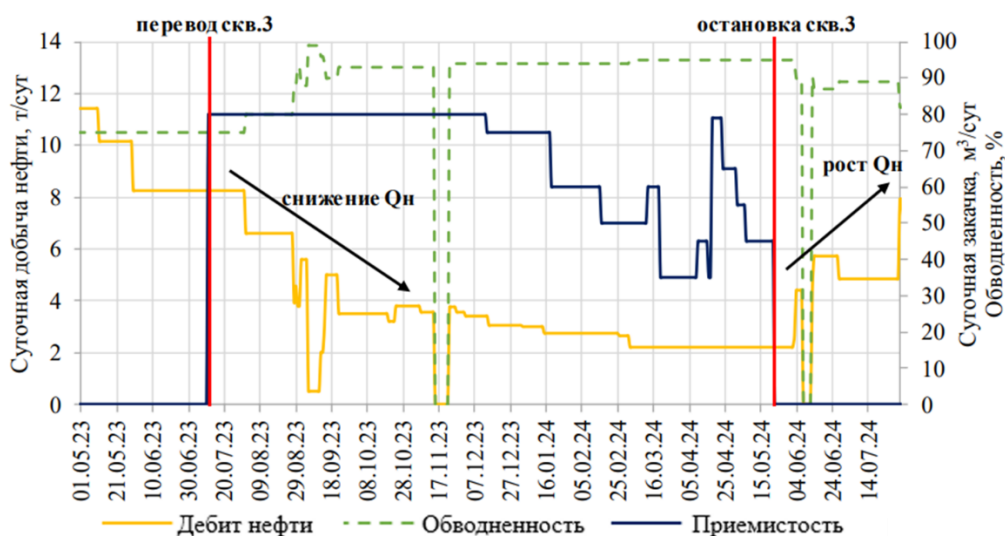


Рис. 2. Динамика показателей по добывающей скв. № 1 и нагнетательной скв. № 3

Fig. 2. Trends in performance for producing well No. 1 and injection well No. 3

Источник: адаптировано из [1]

Source: adapted from [1]

Для решения этой проблемы на зрелом месторождении применяют различные вариации и модификации методов гидродинамического воздействия. Один из них – это циклическое воздействие. Оно основано на периодическом изменении условий воздействия на пласт, при котором создается нестационарное распределение пластового давления [4].

Циклическая закачка [5–7] приводит к возникновению перепадов давления между низко- и высокопроницаемыми пропластками или зонами. На этапе остановки закачки нефть перетекает из низкопроницаемой в высокопроницаемую часть пласта, а затем вытесняется к добывающим скважинам. Проведение циклического заводнения для оптимизации управления системой ППД эффективно в неоднородных по разрезу пластах, характеризующихся переслаиванием песчаных и алевролитовых пропластков. На пласте АВ1(1-2) такое строение свойственно всем фациям, кроме фации 8, особенность которой также заключается в низкой продуктивности и в высоких рисках потерь от снижения закачки.

Второй гидродинамический метод – изменение фильтрационных потоков. Основное отличие от циклического воздействие – это распределение закачки по пласту с помощью:

- 1) перераспределения объемов нагнетания по группам нагнетательных скважин;
- 2) перевода добывающих скважин под нагнетание;
- 3) увеличения закачки по отдельным нагнетательным скважинами.

Технологические решения

За период с 2022 г. по 2024 г. давление на КНС было снижено на 21 атм, поэтому для достижения целевого давления

формируют дополнительные ВДЗ или вводят шурфы.

Для выявления областей установки ВДЗ и шурфов было проведено сравнение текущей карты давлений в линии и карты целевых давлений в линии.

На ряде удаленных участков состояние водоводов не позволяет увеличить давление закачки из-за аварийности и наличия гидравлических сопротивлений. По этой причине на части фонда ППД давление закачки ниже проектных показателей. На таких объектах вводят ВДЗ, т. е. скважины, предназначенные для отбора воды из водонапорного горизонта с целью нагнетания ее в продуктивные пласты и использования для других нужд при разработке [13].

При использовании шурфа закачиваемая жидкость подается от высоконапорного водовода в затрубное пространство шурфа – сначала она поступает на прием насоса, далее под давлением на вход водораспределительной гребенки [14].

Анализ результатов и полученный эффект

При совершенствовании системы ППД за апрель-май 2024 г. было остановлено 35 нагнетательных скважин с суммарной приемистостью 15382 м³/сут. по причине прорыва к добывающим скважинам (27 скв.) и низкоэффективной закачки (8 скв.). Дополнительная добыча нефти составила в результате остановки скважин 17,4 тыс. т (+7%) по 93 нагнетательным скважинам.

Также для повышения эффективности работы системы ППД и включения в разработку всех пропластков «рябчика» выбрано три участка (рис. 3³) со сложным строением по следующим критериям:

³ Рис. 3 разработан с помощью корпоративного программного комплекса «РН-КИН» компании «Роснефть».

1. Неоднородность коллектора по проницаемости: чем больше коэффициент неоднородности, тем приоритетнее выбор кандидата.

2. Плотность остаточных извлекаемых запасов по ячейке: чем больше плотность

остаточных запасов приходится на ячейку, тем приоритетнее выбор кандидата.

3. Количество реагирующих скважин и суммарный дебит по жидкости: высокая продуктивность реагирующих скважин увеличивает потенциал дополнительной добычи нефти.

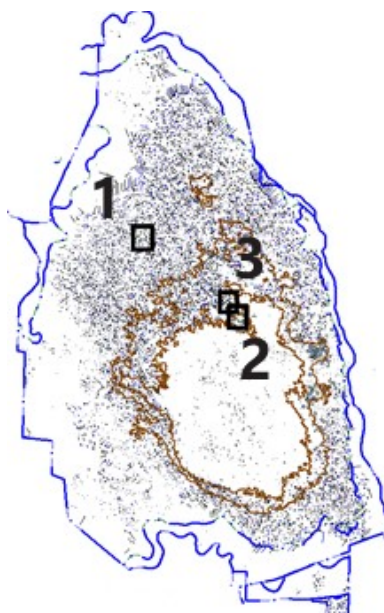


Рис. 3. Схема размещения участков для проведения нестационарного заводнения

Fig. 3. Schematic of pilot block placement for conducting cyclic waterflooding

Определение длительности полуциклов снижения расхода нагнетаемой воды осуществлялось по формуле М.Л. Сургучева [15]. По расчетам среднее значение минимального времени остановки нагнетательной скважины составило 6,5 сут.

Суммарный ожидаемый эффект за май–октябрь 2024 г. – 1,5 тыс. т нефти. По результатам опытно-промышленных работ (ОПР) дополнительная добыча нефти (ДДН) за этот период составила 2,9 тыс. т (+16%), см. рис. 4.

Для повышения эффективности закачки с помощью экспертного анализа производится мониторинг влияния отдельных нагнетательных скважин на добывающие. В связи с большим действующим фондом такой анализ не всегда эффективен

и трудозатратен, потому для оптимизации управления заводнением применяют дополнительные инструменты, направленные на адресную целевую закачку, например, CRM-моделирование.

При выборе участка ОПР для CRM-моделирования провели ранжирование геологических зон, где выполнялось сравнение двух основных критериев для выбора участка: потенциальная закачка (объем закачки, который может находиться в пласте и от которого ожидается полезная работа) и ценность закачки (отношение объема закачиваемой в пласт жидкости за определенный период к объему вытесненной нефти за этот период – чем ниже данный коэффициент, тем эффективнее работа системы ППД), см. табл. 1.



Рис. 4. Суммарные показатели за май–октябрь по результатам циклического заводнения

Fig. 4. Total performance indicators for May–October following cyclic flooding

Табл. 1. Показатели системы ППД по участкам с различными геологическими условиями

Table 1. Pressure maintenance system performance metrics for areas with different geological settings

Участок	Количество нагнетательных скважин с оптимизированными показателями по закачке воды	Текущие расходы закачиваемой жидкости	Потенциальные расходы закачиваемой жидкости	Ценность закачки
№ зоны	ед.	м³/сут	м³/сут	м³/т
1 зона	624	54 666	89 487	8
2 зона	12	754	828	15
3 зона	528	38 453	52 835	16
4 зона	345	37 304	44 570	18
5 зона	290	15 615	24 154	19
6 зона	143	19 607	24 635	23
7 зона	47	3 425	4 104	23
8 зона	81	43 204	44 011	23
9 зона	33	1 651	1 978	28

Потенциальная закачка – это объем воды, закачанной в пласт, который используется для вытеснения нефти (не уходит в перетоки в другие зоны пласта).

Ценность закачки – показатель, характеризующий эффективность системы ППД, рассчитываемый как отношение объема закачанной в пласт жидкости (в м³) к объему добытой нефти (в тоннах)

за определенный период. Чем ниже значение этого коэффициента, тем выше эффективность закачки, так как меньший объем жидкости требуется для добычи большего количества нефти.

Оптимальный участок по регулированию закачки – зона 1. Он обладает самой высокой ценностью закачки (8 м³/т) и наибольшей потенциальной закачкой (89487 м³/сут), см. табл. 1.

По результатам расчета рекомендовано увеличить закачку по 206 нагнетательным

скважинам. В итоге приемистость скважин увеличена на 6648 м³/сут (рис. 5).

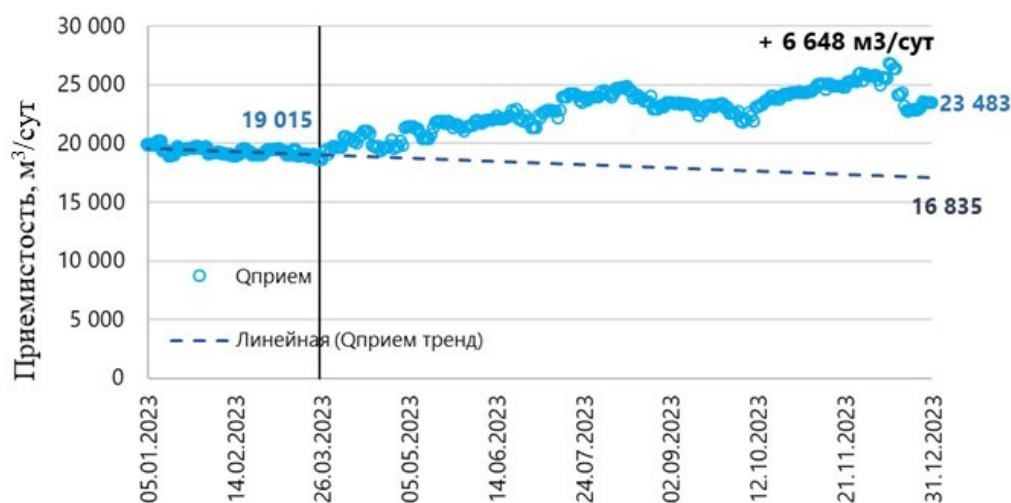


Рис. 5. Суммарная приемистость по 206 нагнетательным скважинам во время проведения ОПР за период 26.03.2023–31.12.2023

Fig. 5. Cumulative injection volume for 206 injection wells during the field pilot from 26 March 2023 to 31 December 2023

В результате увеличения закачки по итогам расчета CRM-моделирования дополнительная добыча жидкости составила 9,2 тыс. м³, нефти – 4 тыс. т (+2%), см. рис. 6. Стоит отметить, что затраты на увеличение объема закачки могут

оказаться существенными по сравнению с полученным эффектом в виде дополнительной нефти. При объемах закачки, равных 1070 тыс. м³, стоимость энергии и эксплуатации может значительно возрасти.

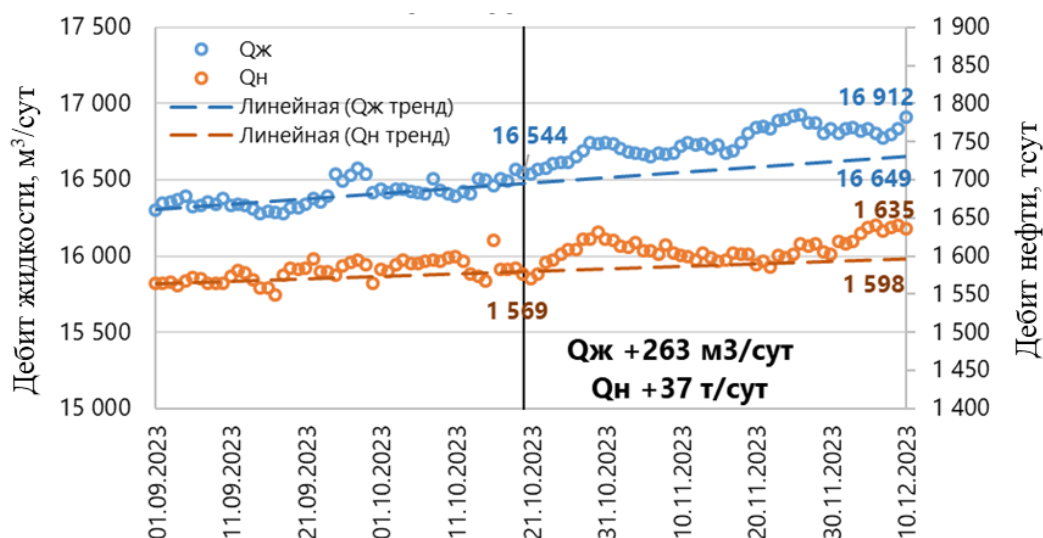


Рис. 6. Суммарные показатели добычи жидкости и нефти в результате увеличения закачки по результатам расчета CRM-моделирования

Fig. 6. Total liquid and oil production resulting from increased injection, based on CRM modeling results

Экономическая эффективность данного подхода должна оцениваться через соотношение дополнительных затрат и доходов. Если общие затраты на закачку превышают доход от продажи 4 тыс. т нефти, то ОПР нецелесообразно с экономической точки зрения. В данном случае чистая прибыль от проведения мероприятия составила более 100 млн руб., что свидетельствует о рентабельности данных мероприятий по увеличению закачки.

При определении участка ОПР для нейросетевого моделирования основными критериями выбора являются: достоверная замеряемость добывающего и нагнетательного фонда (замеры с датчиков и предоставленные замеры промысловых геологов по дебитам и закачке равны с допустимой разницей в 10%), сформированная система разработки, участок, относящийся к одной КНС, и наличие потенциала от регулирования ППД по участку.

По «рябчику» первым делом был выполнен анализ на достоверную замеряемость нагнетательного фонда. Для качественного прогноза нейронных сетей необходим исторический период в два года для обучения. Чем лучше данные для обучения,

тем точнее прогноз и решение оптимизационной задачи [7–8]. По итогам анализа был выбран участок, характеризующийся наличием высокопроницаемых пропластков и потенциалом для улучшения характеристики выработки запасов. Также оценен потенциал по увеличению закачки (расштучериванию) нагнетательных скважин. По результатам ручного анализа отмечается хорошая гидродинамическая связь нагнетательных и добывающих скважин. В результате расчета по 6 нагнетательным скважинам из 11 рекомендовано увеличение закачки в сумме на 549 м³/сут. с увеличением типоразмера штуцера и по одной нагнетательной скважине рекомендовано уменьшение закачки на 65 м³/сут. с уменьшением типоразмера штуцера.

В ходе реализации работ количество реагирующих скважин оставалось неизменным на уровне 8 добывающих. Реализация ОПР по результатам нейросетевого моделирования началась 15 марта 2024 г. На исторических данных с 1 января 2024 г. построен тренд, описывающий закономерное поведение добычи. На основе тренда посчитана дополнительная добыча нефти и жидкости (рис. 7).

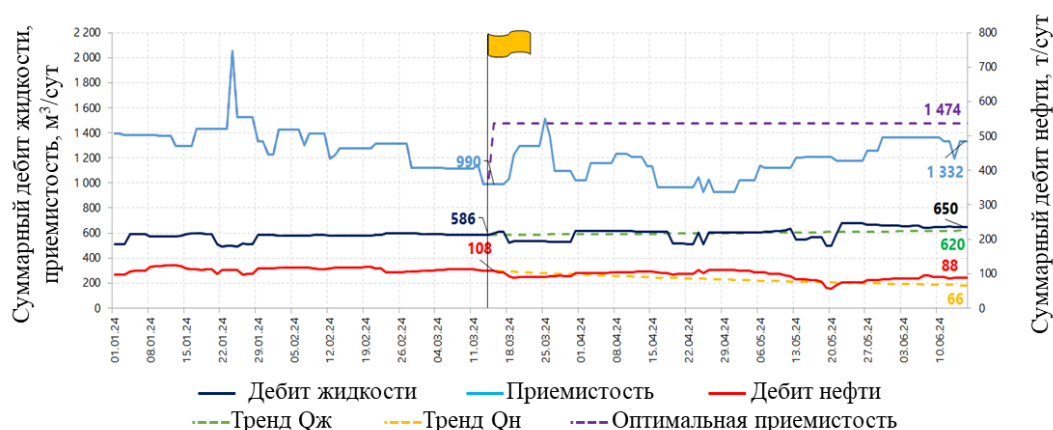


Рис. 7. Суммарные показатели добычи и закачки во время проведения ОПР по результатам нейросетевого моделирования с 15.03.2024 по 15.06.2024

Fig. 7. Cumulative production and injection volumes achieved during the pilot operation, as predicted by neural network modeling from 15 March 2024 to 15 June 2024

Оптимальная приемистость (см. рис. 7) – это приемистость, которая даст максимальный прирост по добыче нефти, по результатам расчета. За 3 месяца проведения мероприятия с 990 м³/сут суточная закачка выросла до 1332 м³/сут. Недостижение целевой – 138 м³/сут, что является приемлемым отклонением. Дополнительная добыча нефти за указанный период по участку составляет 0,9 тыс. т (+12%).

Для достижения целевых приемистостей не всегда линейное давление достаточно, тогда устанавливают ВДЗ и шурфы.

Начало реализации мероприятий по вводу шурфов на рассматриваемом пласте

выполняется с конца апреля 2024 г. За 2 месяца ввели 3 шурфа, расположенные в северной, центральной и южной частях месторождения на участках с пониженным линейным давлением. В целом за период с января 2023 г. по май 2024 г. введено 10 ВДЗ.

Из рис. 8 видно, что при введении шурфов приемистость по нагнетательным скважинам растет. Оценочно средний суммарный рост суточной закачки по 11 нагнетательным скважинам составил 543 м³/сут. Эффект наблюдается по 29 добывающим скважинам с приростом суточной добычи нефти 8,1 т/сут, ДДН – 0,43 тыс. т (+11%). Отмечается увеличение среднего линейного давления на 59 атм.

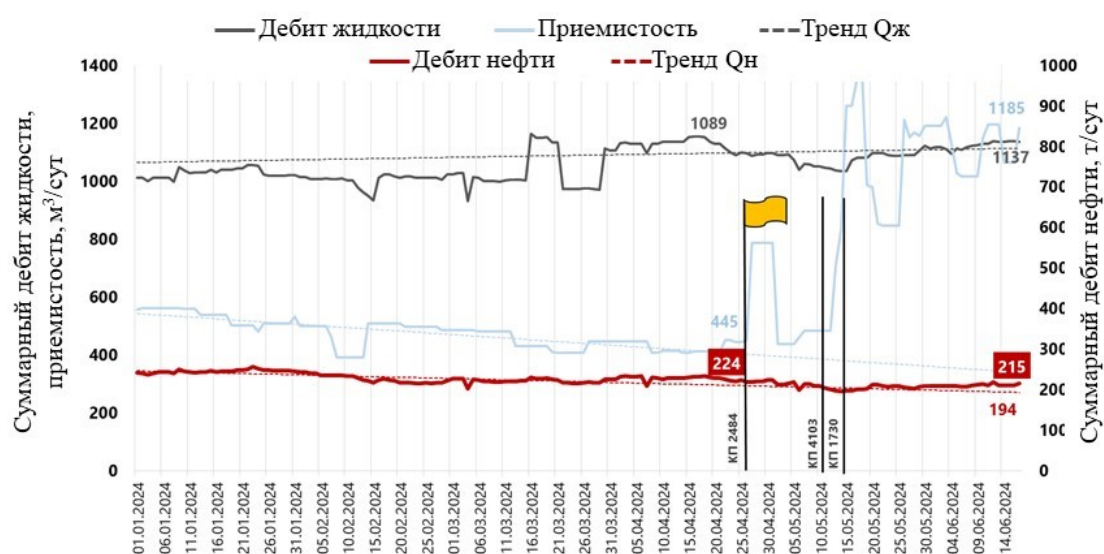


Рис. 8. Суммарные суточные показатели добычи и закачки по результатам введения шурфовых насосных установок

Fig. 8. Cumulative daily production and injection volumes achieved after installing beam pumping units

При введении ВДЗ обеспечен суммарный прирост суточной закачки на пласте АВ1(1-2) по 67 нагнетательным скважинам на 1300 м³/сут. Суммарный прирост суточной добычи нефти составил 110 т/сут, эффект наблюдается по 102 реагирующим добывающим скважинам.

Дополнительная добыча нефти на май 2023 г. – июнь 2024 г. составила 54,5 тыс. т (+32%), см. рис. 9. Ввод ВДЗ также положительно сказался на увеличении давления по направлению кустовых площадок, «отсеченных» от общей системы закачки с КНС.

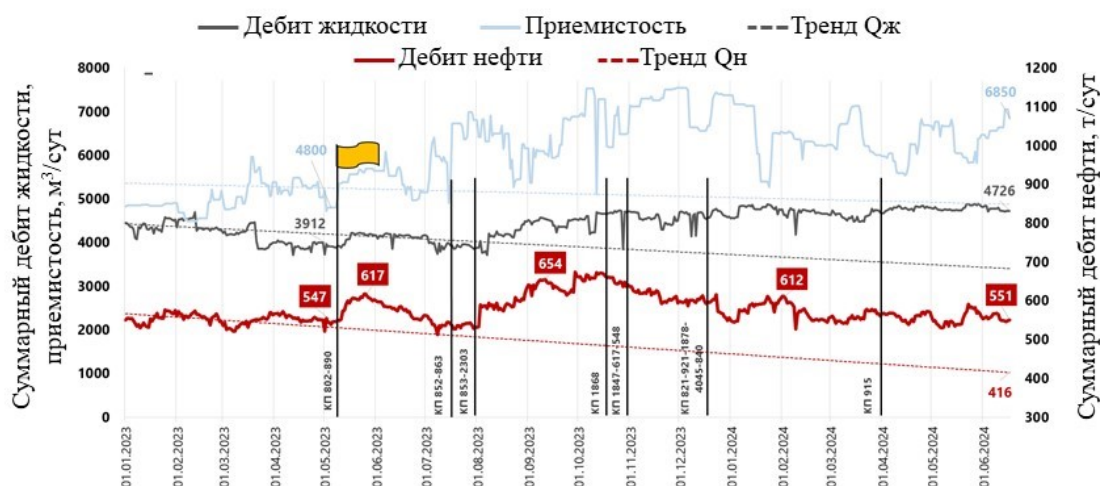


Рис. 9. Суммарные суточные показатели добычи и закачки в результате введения водозаборных скважин

Fig. 9. Cumulative daily production and injection volumes achieved after installing water intake wells

В результате проведения мероприятий для улучшения комплексного подхода к управлению системой ППД получены следующие результаты:

1. Остановка 35 непроизводительных нагнетательных скважин обеспечила эффект по 93 реагирующим скважинам. Дополнительная добыча нефти составила 17,4 тыс. т (+7%); сокращение затрат на закачку в размере 46 млн руб. за период с 15.04.2024 по 14.06.2024 (30 дн.).

2. Циклическое заводнение проведено на 3 участка ОПР. Дополнительная добыча составила 2,9 тыс. т нефти (+16%); сокращение затрат на закачку в размере 18,7 млн руб. за период с 22.05.2024 по 22.09.2024 (123 дн.).

3. За счет оптимизации технологических режимов по 126 нагнетательным скважинам с использованием CRM-моделирования дополнительная добыча нефти составила 4 тыс. т (+2%) за период с 26.03.2024 по 31.12.2024 (280 дней).

4. За счет оптимизации технологических режимов по 11 нагнетательным скважинам с использованием нейросетевого моделирования дополнительная добыча

нефти – 0,9 тыс. т (+12%) за период с 15.03.2024 по 15.06.2024 (92 дн.).

5. Ввод 3 шурфовых насосных установок обеспечил прирост по 29 реагирующим добывающим скважинам на 0,43 тыс. т (+11%) за период с 22.05.2024 по 19.06.2024 (28 дн.).

6. Введение 10 водозаборных скважин обеспечило прирост по 102 реагирующим добывающим скважинам 45,5 тыс. т (+32%) за период с 26.04.2024 по 18.06.2024 (53 дн.).

7. Итого в среднем комплекс мероприятий позволил получить +13% ДДН по 379 добывающим скважинам и сократить 9% затрат на неэффективную закачку.

Заключение

При комплексном подходе к анализу системы ППД на зрелых месторождениях можно выделить следующие ключевые факторы, влияющие на ее эффективность: наличие непроизводительной закачки; неоднородность геологических условий, влияющая на эффективность закачки; недостижение давления закачки для целевых приемистостей.

Основными инструментами и мероприятиями для решения задач оптимизации при комплексном подходе к управлению системой ППД, могут служить:

1. Остановка нагнетательных скважин с непроизводительной закачкой.
2. Циклическое заводнение.
3. Повышение эффективности закачки путем адресной целевой закачки, в том числе с помощью CRM-моделирования и нейросетевого моделирования.

4. Ввод ВДЗ и шурфов.

Реализация сформированной стратегии оптимизации управления системой ППД позволила оптимизировать объемы закачки рассматриваемого участка, что обеспечило 71,1 тыс. т. дополнительной добычи нефти на фонде 379 добывающих скважин или снижение потерь по базовой добыче на 2% за 5 месяцев 2024 г. (14%) относительно 5 месяцев 2023 г. (16%).

Вклад авторов

Т.П. Популова – концептуализация, проведение исследования, визуализация, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Д.Г. Афонин – администрирование проекта, руководство исследованием, создание черновика рукописи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Популова Т.П.* Выявление причин снижения дебита нефти за счет роста обводненности на зрелом месторождении // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 6(152). С. 42–58. <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2024-6-42-58>
2. *Чусовитин А.А., Тимчук А.С., Грачев С.И.* Исследование геолого-технологической модели сложнопостроенного коллектора нефтегазовой залежи Самотлорского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. Т. 15, № 20. С. 246–260. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2016.20.5>
3. *Смирнов Д.С., Савченко И.В., Дрейман В.А. и др.* Эволюция проектных решений по разработке краевых зон пласта АВ₁¹⁻² «Рябчик» Самотлорского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2019. № 7(607). С. 5–12. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-7\(607\)-5-12](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-7(607)-5-12)
4. *Анкудинов А.А., Ваганов Л.А.* Методика распределения объемов закачиваемой воды по площади нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 9. С. 19–24. EDN: RCBLFD
5. *Liu L., Liu Y., Yao J., Huang Z.* Mechanistic study of cyclic water injection to enhance oil recovery in tight reservoirs with fracture deformation hysteresis // Fuel. 2020. Vol. 271. P. 117677. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117677>
6. *Meng X., Zhang Q., Dai X. et al.* Experimental and simulation investigations of cyclic water injection in low-permeability reservoir // Arabian Journal of Geosciences. 2021. Vol. 14, No. 9. P. 791. <https://doi.org/10.1007/s12517-021-07129-9>

7. *Медведев К.Ю.* Перспективы применения нестационарного заводнения с целью повышения выработки запасов нефти // Наука. Инновации. Технологии. 2017. № 2. С. 147–158. EDN: YZIKWP
8. *Бекман А.Д., Степанов С.В., Ручкин А.А., Зеленин Д.В.* Новый алгоритм нахождения оптимального решения задачи определения коэффициентов взаимовлияния скважин в рамках модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Т. 5, № 3. С. 164–185. EDN: NBKRTR
9. *Бекман А.Д., Поспелова Т.А., Зеленин Д.В.* Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Т. 6, № 1(21). С. 192–207. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207>
10. *Пономарев Р.Ю., Зуазев Р.Р., Леценко А.А. и др.* Алгоритмы оперативного управления заводнением с применением физико-информированных нейронных сетей // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2024. № 6(150). С. 42–51. EDN: WCHBCS
11. *Hashemi Fath A., Pouranfard A., Foroughizadeh P.* Development of an artificial neural network model for prediction of bubble point pressure of crude oils // Petroleum. 2018. Vol. 4, No. 3. P. 281–291. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.03.009>
12. *Artun E.* Characterizing reservoir connectivity and forecasting waterflood performance using data-driven and reduced-physics models // SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, USA, 23–26 May 2016. Paper SPE-180488-MS. <https://doi.org/10.2118/180488-MS>
13. *Ахунов Ш.М.* Применение подземных минерализованных вод для поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях // Недропользование XXI век. 2024. № 1(102). С. 43–47. EDN: KPUIRY
14. *Шестаков А.А.* Опыт применения насосных установок малой производительности в системе ППД ООО «Лукойл-Пермь» // Инженерная практика. 2013. № 6–7. С. 132–139.
15. *Сургучев М.Л.* Импульсное (циклическое) воздействие на пласт как метод повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 1965. № 3. С. 52–57.

Информация об авторах

Татьяна Павловна Популова – ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 2397-8138, <https://orcid.org/0009-0008-4416-955X>; e-mail: TP_populova2@tnnc.rosneft.ru

Денис Геннадьевич Афонин – канд. техн. наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 5193-8631, <https://orcid.org/0009-0003-1096-5332>; e-mail: dgafonin@tnnc.rosneft.ru

Поступила в редакцию 02.06.2025

Принята к публикации 30.09.2025

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Original article

An integrated approach to analyzing the effectiveness and optimization of the reservoir pressure maintenance system using the case of a mature gas and oil field

Tatyana P. Populova ✉, Denis G. Afonin

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

Abstract. *Background.* At the late stage of development of mature gas and oil fields, optimizing the reservoir pressure maintenance system is a critical task for maximizing oil recovery and involving hard-to-recover reserves in development. *Objective.* To develop and test a comprehensive approach to analyzing the effectiveness and optimizing the reservoir pressure maintenance system, aimed at solving key problems. *Materials and methods.* By the case study of a mature gas and oil field, an integrated use of methods is considered, including expert analysis, CRM modeling and neural network modeling for predicting and optimizing injection rates, as well as technological solutions: cyclic flooding, the introduction of water intake wells and beam pumping units. *Results.* Three potential complications in managing effective flooding in reservoir AV1(1-2) were identified: nonproductive injection; heterogeneity of geological conditions affecting injection efficiency; and failure to achieve the required injection pressure for target injection rates. To solve these problems, methods are proposed that include shutting down injection wells with nonproductive injection, applying cyclic flooding, improving effective injection using targeted injection, as well as introducing water intake wells and beam pumps. *Conclusions.* The analysis of the results of applying the proposed strategy showed a significant effect: the implemented measures ensured additional oil production of 71.1 thousand t.

Keywords: reservoir pressure maintenance, mature field, flooding system, oil and gas field, efficient injection

Funding: the work received no funding.

For citation: Populova T.P., Afonin D.G. An integrated approach to analyzing the effectiveness and optimization of the reservoir pressure maintenance system using the case of a mature gas and oil field. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 3. P. 424-440. (In Russ.).

✉ Tatyana P. Populova, TP_populova2@tnnc.rosneft.ru

© Populova T.P., Afonin D.G., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Tatyana P. Populova – conceptualization, investigation, visualization, writing – original draft, writing – review & editing.

Denis G. Afonin – project administration, supervision, writing – original draft.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Populova T.P. Identification of causes for decline in oil production due to increased water cut in mature fields. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*. 2024. No. 6(152). P. 42–58. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2024-6-42-58>
2. Chusovitin A.A., Timchuk A.S., Grachev S.I. Study of geological and technological model of complex reservoirs of Smotlor field oil and gas deposits. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*. 2016. Vol. 15, No. 20. P. 246–260. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2016.20.5>
3. Smirnov D.S., Savchenko I.V., Dreiman V.A. et al. Evolution of design solutions for development the edge zone of layer AV₁¹⁻² of the Samotlorskoe field. *Oilfield Engineering*. 2019. No. 7(607). P. 5–12. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-7\(607\)-5-12](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-7(607)-5-12)
4. Ankudinov A.A., Vaganov L.A. Method of distribution of injected water volumes along the square of an oil field. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2013. No. 9. P. 19–24. (In Russ.).
5. Liu L., Liu Y., Yao J., Huang Z. Mechanistic study of cyclic water injection to enhance oil recovery in tight reservoirs with fracture deformation hysteresis. *Fuel*. 2020. Vol. 271. P. 117677. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117677>
6. Meng X., Zhang Q., Dai X. et al. Experimental and simulation investigations of cyclic water injection in low-permeability reservoir. *Arabian Journal of Geosciences*. 2021. Vol. 14, No. 9. P. 791. <https://doi.org/10.1007/s12517-021-07129-9>
7. Medvedev K.Yu. Prospects for the application of non-stationary waterflooding to increase the production of oil reserves. *Science. Innovations. Technologies*. 2017. No. 2. P. 147–158. (In Russ.).
8. Bekman A.D., Stepanov S.V., Ruchkin A.A., Zelenin D.V. A new algorithm for finding CRM-model coefficients. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2019. Vol. 5, No. 3. P. 164–185. (In Russ.).
9. Bekman A.D., Pospelova T.A., Zelenin D.V. A new approach to water cut forecasting based on results of capacitance resistance modeling. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2020. Vol. 16, No. 1(21). P. 192–207. (In Russ.). <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207>
10. Ponomarev R.Yu., Ziazev R.R., Leshchenko A.A. et al. Algorithms for operational control of flooding with the use of physics-informed neural networks. *Business Magazine Neftegaz.RU*. 2024. No. 6(150). P. 42–51. (In Russ.).

11. Hashemi Fath A., Pouranfard A., Foroughizadeh P. Development of an artificial neural network model for prediction of bubble point pressure of crude oils. *Petroleum*. 2018. Vol. 4, No. 3. P. 281–291. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.03.009>
12. Artun E. Characterizing reservoir connectivity and forecasting waterflood performance using data-driven and reduced-physics models. In: *SPE Western Regional Meeting*, Anchorage, Alaska, USA, 23–26 May 2016. Paper SPE-180488-MS. <https://doi.org/10.2118/180488-MS>
13. Akhunov Sh.M. Application of underground mineralised water to maintain reservoir pressure at oil fields. *Nedropolzovanie XXI vek*. 2024. No. 1(102). P. 43–47. (In Russ.).
14. Shestakov A.A. Experience in using low-capacity pumping units in the reservoir pressure maintenance system of LUKOIL-Perm LLC. *Inzhenernaya praktika*. 2013. No. 6–7. P. 132–139. (In Russ.).
15. Surguchev M.L. Impulse (cyclic) impact to the reservoir to improve oil production. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 1965. No. 3. P. 52–57. (In Russ.).

Information about the authors

Tatyana P. Populova – Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0008-4416-955X>; e-mail: TP_populova2@tnnc.rosneft.ru

Denis G. Afonin – Senior Expert, Cand. Sci. (Eng.), Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-1096-5332>; e-mail: dgafonin@tnnc.rosneft.ru

Received 2 June 2025

Accepted 30 September 2025