

Проактивное управление системой поддержания пластового давления на Самотлорском месторождении

Емельянов Д.В.¹, Воронцов С.Ю.¹, Рудиков Д.Г.¹, Зиязев Р.Р.², Популлова Т.П.²

¹АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия; ²ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
rrziazev@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Проактивное управление системой поддержания пластового давления (ППД) является ключевым инструментом обеспечения стабильного профиля валовой добычи при минимальных затратах. Проактивный подход подразумевает комплексное управление фильтрационными потоками на месторождении с целью реализации потенциала заводнения. На Самотлорском месторождении в 2023–2025 годах выполнена трансформация процесса управления заводнением, в ее рамках сформированы стратегические цели по объектам разработки и реализован комплекс мероприятий на фонде ППД, направленных на повышение ценности закачки и доизвлечение остаточных запасов.

Материалы и методы

Исследование основано на анализе промысловых данных по фонду нагнетательных и добывающих скважин Самотлорского месторождения за период 2020–2025 гг. В работе использованы: сравнительный анализ эффективности закачки по объектам с применением параметра удельной технологической эффективности; анализ кратности промывки порового объема и кривых ОФП; методы CRM-моделирования для оценки взаимовлияния скважин; геолого-промысловый анализ структуры остаточных запасов. Подход разработан применительно к геолого-промысловым условиям Самотлорского месторождения. Для внедрения на других

месторождениях необходима адаптация моделей и пороговых параметров. В процессе реализации осуществлялся непрерывный мониторинг показателей вытеснения с оперативной корректировкой режимов при отклонении от расчетной динамики.

Ключевые слова

система поддержания пластового давления, зрелое месторождение, доизвлечение остаточных запасов, трансформация системы поддержания пластового давления, стратегические цели, перераспределение закачки, монолитные и немонолитные пласты

Для цитирования

Емельянов Д.В., Воронцов С.Ю., Рудиков Д.Г., Зиязев Р.Р., Популлова Т.П. Проактивное управление системой поддержания пластового давления на Самотлорском месторождении // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 96–101. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-96-101

Поступила в редакцию: 29.07.2026

OIL PRODUCTION

УДК 622.276 | Original Paper

Proactive management of the reservoir pressure maintenance system at the Samotlor field

Yemelyanov D.V.¹, Vorontsov S.Yu.¹, Rudikov D.G.¹, Zizayev R.R.², Populova T.P.²

¹“Samotlorneftegaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia; ²“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
rrziazev@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

In the conditions of the last stage of development, characterized by high reserves depletion and decreasing efficiency of geological and technical measures, proactive management of the waterflood system is a key tool for ensuring a stable gross production profile at minimal costs. The proactive approach implies comprehensive management of the field filtration flows in order to realize the potential of flooding. In 2023–2025, the Samotlor field underwent a transformation of waterflood system, which included the establishment of strategic goals for development facilities and the implementation of a set of measures aimed at increasing the value of injection and extracting residual reserves.

Materials and methods

The study is based on an analysis of field production data for the injection and production wells of the Samotlor field for the period 2020–2025. The work employs: a comparative assessment of injection efficiency by sites using the parameter of specific technological efficiency; analysis of the multiple of pore volume flushing and OFP (oil field production) curves; CRM modeling techniques for evaluating inter well interactions; a geo production analysis of the structure of residual reserves. The approach was developed specifically for the geological and production conditions of the Samotlor field; implementing it at other fields requires adapting the models and threshold parameters.

During implementation, displacement performance indicators were continuously monitored, with real-time adjustments made to operating modes whenever deviations from the projected trends occurred.

Keywords

waterflood system; mature field; residual reserves recovery; waterflood system transformation; strategic goals; reallocation of injection; monolithic and non-monolithic reservoirs

For citation

Yemelyanov D.V., Vorontsov S.Yu., Rudikov D.G., Zizayev R.R., Populova T.P. Proactive management of the reservoir pressure maintenance system at the Samotlor field. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 96–101. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-96-101

Received: 29.07.2026

Введение

Самотлорское месторождение разрабатывается с 1969 года [1]. С 1994 г. отмечается ежегодное увеличение доли базовой добычи (с 75 % в 1994 г. до 92 % в 2025 г.), что характерно для всех зрелых месторождений. Значительная доля базовой добычи в валовой добыче месторождения обуславливает необходимость постоянного совершенствования подходов к управлению системой заводнения с целью поддержания достигнутых уровней добычи [2].

Самотлорское месторождение, являющееся крупнейшим в России, содержит 14 объектов разработки и имеет этап нефтегазоносности около 2 км. Месторождение характеризуется высокой степенью геологической неоднородности, что определяет неравномерное распределение остаточных запасов по площади и разрезу. Объекты разработки по связанности коллектора можно разделить на пласты монолитного и немонолитного строения. Пласты монолитного строения — это выдержанные коллекторы с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и проницаемостью более 300 мД. Немонолитные пласты — коллекторы с ухудшенными ФЕС и относительно высокой расчлененностью, в них локализован основной объем текущих извлекаемых запасов (ТИЗ). Эффективная разработка такого рода коллекторов стала возможна за счет активного применения гидравлического разрыва пласта (ГРП) и на сегодняшний день доля добычи из пластов немонолитного строения выросла до ~60 %.

С увеличением доли добычи нефти из пластов немонолитного строения важным направлением работ стало решение вопроса по обеспечению необходимого уровня закачки для компенсации отборов и реализации потенциала заводнения. Сложность заключалась в исторически сформированной единой инфраструктуре, в рамках которой эксплуатация пластов монолитного и немонолитного строения осуществляется совместно. Соответственно, в пределах одной кустовой насосной станции (КНС) работают скважины с различными характеристиками продуктивности, что определяет необходимость дифференцированного подхода к управлению закачкой на немонолитных объектах. Поэтому в 2023 г. на Самотлорском месторождении началась работа по трансформации процесса управления заводнением.

Трансформация процессом управления заводнением

С целью повышения эффективности разработки и проактивного управления заводнением разработана комплексная стратегия

оптимизации системы ППД, включающая три уровня:

- стратегический уровень: управления системой ППД. Путем перераспределения закачки между монолитными и немонолитными объектами с учетом их вклада в добычу и экономику.
- тактический уровень управления системой ППД. Решения принимаются на уровне скважин: установка целевых значений закачки, оптимизация объемов закачки, формирование новых очагов заводнения, увеличение давления нагнетания в районах, требующих индивидуального подхода к выбору режимов воздействия.
- перспективный уровень управления системой ППД включает внедрение современных цифровых и инженерных решений, ориентированных на оптимизацию системы заводнения, управление процессами добычи, а также развитие методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Управление системой ППД реализуется в виде циклической процедуры: целевые режимы закачки актуализируются ежеквартально, оперативный мониторинг — ежемесячно. Горизонты оценки эффективности различаются по типам мероприятий: 3–6 месяцев с целью принятия оперативных решений, до 12–36 месяцев для оценки долгосрочного влияния реализуемых мероприятий.

Стратегический уровень управления системой ППД

Основным процессом управления системой ППД на уровне явилось поэтапное изменение структуры распределения закачки в пользу немонолитных пластов. Реализация данной программы стала возможна в результате остановки нагнетательных скважин с низкоэффективной закачкой на пластах монолитного строения. При остановке закачки происходит квазистационарное перераспределение потоков, характеризующееся устойчивым повышением линейного давления в магистрали и, как следствие, увеличивается устьевое давление на работающих нагнетательных скважинах.

Целесообразность перераспределения закачки между пластами была обоснована по результатам детального анализа текущего состояния разработки объектов в 2023 г.

Первым фактором стала динамика дебита жидкости на пластах немонолитного строения, анализ которой указал на необходимость увеличения компенсации отборов закачкой. В условиях функционирования единой инфраструктуры в рамках одной КНС, где закачка осуществляется на пласты с различными ФЕС, потребовалась выработка дифференцированного подхода к адресному

наращиванию закачки на пластах немонолитного строения.

Второй фактор — дифференциация объектов по технологической эффективности (ценности) закачки. Для оценки эффективности системы ППД в работе вводится параметр удельной технологической эффективности закачки, физический смысл которого близок к мгновенному коэффициенту нефтеотдачи заводнения для текущего элемента разработки. В отличие от интегральной компенсации, данный параметр, рассчитываемый как отношение прироста дебита нефти реагирующих скважин к дополнительному объему закачки (т/тыс. м³), позволяет селективно оценить продуктивность работы каждой нагнетательной скважины или группы скважин в конкретный момент времени.

Изменение эффективности закачки во времени отражает текущую динамику насыщенности в зоне дренирования и определяется стадией разработки. Таким образом, сопоставление эффективности закачки для разных объектов служит критерием ее оптимального перераспределения: поток агента приоритетно направляется в зоны с более высокой текущей подвижной нефтенасыщенностью [3].

Ценность закачки на объектах монолитного строения АВ1(3)-АВ2-3 и АВ4-5 варьировалась в интервале 16–20 т/тыс. м³. На объекте немонолитного строения АВ1(1-2) ценность закачки составляла порядка 50 т/тыс. м³, т.е. закачка на этот пласт демонстрирует в 2,5 раза более высокую технологическую эффективность. Детальный анализ эффективности закачки показал целесообразность перехода на пообъектное управление системой ППД для более полной реализации потенциала заводнения.

Дальнейший анализ подтвердил перспективность немонолитных объектов. На примере АВ1(1-2) было установлено, что при максимальном потенциале дебита нефти данный объект характеризуется более низкой степенью выработки относительно других объектов и меньшей обводненностью, что определяет его приоритетность для наращивания закачки.

Еще одним важным фактором, который обусловил целесообразность трансформации подхода управления системой ППД, стал анализ промывки порового объема, отражающей интенсивность заводнения.

Кратность промывки порового объема является одним из ключевых индикаторов в рамках теории двухфазной фильтрации Баклея-Левеверетта. Для монолитных пластов достигнутая кратность промывки по элементам заводнения указывает на положение рабочей точки на кривых относительных

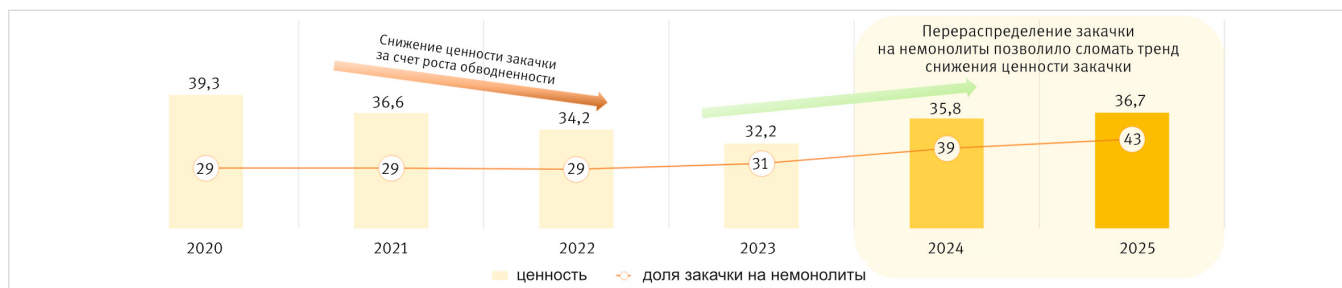


Рис. 1. Изменение ценности закачки в целом по месторождению за счет перераспределения закачки между монолитными и немонолитными пластами

Fig. 1. Overall change in injection value across the field resulting from the redistribution of injection between monolithic and non monolithic reservoirs

фазовых проницаемостей (ОФП) в зоне, соответствующей завершающей стадии вытеснения подвижных запасов в пределах сформированных каналов фильтрации. Дальнейшее наращивание закачки в этих условиях характеризуется снижающейся технологической эффективностью.

Для немонолитных пластов текущая кратность промывки по элементам заводнения соответствует положению рабочей точки на кривых ОФП, при котором сохраняется значительная доля подвижной нефти. Это указывает на наличие потенциала доизвлечения запасов за счет дальнейшего воздействия, что подтверждается более высокими значениями параметра эффективности закачки.

Таким образом, проведенный анализ показал, что пласты немонолитного строения характеризуются большим потенциалом повышения эффективности заводнения, что определило направление трансформации системы ППД в части приоритетного увеличения закачки на данных объектах.

На рисунке 1 представлена реализация программы по изменению структуры перераспределения закачки. С 2020 по 2023 год ценность закачки в целом по месторождению изменялась под влиянием текущей стадии разработки запасов и к 2023 году составила 32,2 т/тыс. м³. Реализация программы к 2025 году позволила увеличить долю закачки в немонолитные пласты (АВ1(1-2), БВ16-22, ЮВ1, БВ10(1-2), БВ10(0)) на 14 % и обеспечить положительную динамику ценности закачки по месторождению (за период с 2023 по 2025 год ценность закачки увеличилась с 32,2 до 36,7 т/тыс. м³).

На рисунке 2 представлены результаты изменения суточной добычи нефти за счет роста суточной закачки на немонолитных объектах по реагирующим скважинам. Мероприятия реализованы в период с марта 2023 по февраль 2024 года. При общем фонде нагнетательных скважин на немонолитных пластах более 4 тысяч единиц, приемистость увеличена по 636 скважинам на перспективных участках с целью наращивания потенциала добычи. Прирост среднесуточной добычи нефти по скважинам окружения составил +260 т/сут, дополнительная добыча нефти — +107,8 тыс. т. Реализованные мероприятия позволили повысить устойчивость базовой добычи нефти.

Тактический уровень управления системой ППД

В рамках тактического уровня управления системой ППД решалась задача

повышения добычи нефти в разрезе скважин. С этой целью выполнен переход от попластового планирования к поскважинному расчету целевой закачки.

На пластах немонолитного строения проведены мероприятия по перераспределению закачки (2 379 нагнетательных скважин) и увеличению давления нагнетания за счет ввода 44 водозаборных скважин, на пластах монолитного строения — мероприятия по повышению эффективности закачки и формированию новых 20 очагов заводнения.

Мероприятия по пластам немонолитного строения. Перераспределение закачки

Процесс определения оптимальных уровней закачки для каждой нагнетательной скважины направлен на эффективное распределение объемов закачиваемой воды за счет увеличения приемистости на скважинах, обеспечивающих максимальную дополнительную добычу нефти.

Задача поскважинного расчета целевой закачки сводится к многопараметрической оптимизации в системе взаимовлияющих скважин [4]. Целевой функцией является максимизация суммарной добычи нефти по группе реагирующих добывающих скважин при граничных условиях, задаваемых как инфраструктурными ограничениями (давления нагнетания, пропускная способность водоводов), так и геологическими рисками (критические градиенты давления для авто-ГРП, прорывы воды по техногенным трещинам). Ключевым научным допущением является постулат о квазистационарном режиме фильтрации в межскважинном пространстве, что позволяет использовать линеаризованные зависимости между приемистостью и дебитом окружения для поиска оптимального баланса закачки [5].

Расчет для каждой нагнетательной скважины основан на комплексном анализе, который включает:

- анализ технических и технологических параметров: текущие приемистости, давления, техническое состояние ствола скважин, тип заканчивания, расстояние между скважинами, работа скважин окружения, текущая и накопленная компенсация отборов закачкой, динамика пластового давления.
- анализ геологических особенностей: характеристики коллектора, положение в структуре.
- выполнение расчетов: количественная оценка коэффициентов парной корреляции взаимовлияния между

нагнетательными и добывающими скважинами на основе CRM-модели и анализа взаимных корреляционных функций динамики закачки и дебитов жидкости. В отличие от стандартных подходов, опирающихся только на эмпирические коэффициенты, применяется синтез методов: аналитическая CRM-модель дает первое приближение коэффициентов связи, которые затем уточняются с учетом геолого-статистических данных о пространственной ориентации естественной трещиноватости и преимущественных направлений фильтрации. Это позволяет минимизировать неопределенность при оценке взаимовлияния в условиях высокой расчлененности немонолитных пластов, где латеральная связанность не подчиняется простым законам радиальной фильтрации. Также выполняется вероятностная оценка рисков влияния нагнетательных скважин на основе расчета времени достижения фронта воды с учетом анизотропии проницаемости и анализа возможных межпластовых претоков флюида.

На основе комплексного анализа для каждой нагнетательной скважины определяется целевой уровень приемистости, необходимый для реализации геологического потенциала ее окружения. Потенциал оценивается по двум ключевым показателям: достижение максимального исторического дебита жидкости и начальное пластовое давление. Указанные значения рассматриваются не как целевые, а как верхние границы, определяющие пределы возможного наращивания закачки.

В зависимости от уровня целевой закачки (необходимость увеличить или сократить закачку) по каждой скважине определяется и реализуется индивидуальный комплекс мероприятий.

Для увеличения приемистости:

- увеличение типоразмера штуцера (снижение гидравлического сопротивления);
- локальное повышение линейного давления в нагнетательной системе;
- геолого-технические мероприятия (ГТМ) и капитальный ремонт скважин (нормализация забоя, обработки призабойной зоны, проведение ГРП).

Для сокращения неэффективной закачки:

- уменьшение типоразмера штуцера;
- остановка нагнетательной скважины.

Реализация программы целевой закачки за отчетный период охватила 2 379 нагнетательных скважин, воздействующих на 3 177 добывающих скважин. В результате, несмотря на то что общий объем закачки в немонолитные пласты не увеличился (рис. 3), эффективность закачки в этих скважинах выросла за счет адресного подхода к регулированию закачки. Дополнительная добыча нефти оценивается в 287 тыс. т по состоянию на 01.01.2026 г.

Мероприятия по объектам немонолитного строения. Увеличение давления нагнетания

Эффективность увеличения закачки принципиально различается для коллекторов с разной структурой порового пространства. В монолитных высокопроницаемых пластах, где фильтрация подчиняется почти линейному закону Дарси, приемистость скважины прямо пропорциональна репрессии на пласт. В этих условиях увеличение типоразмера штуцера, снижающее гидравлические потери

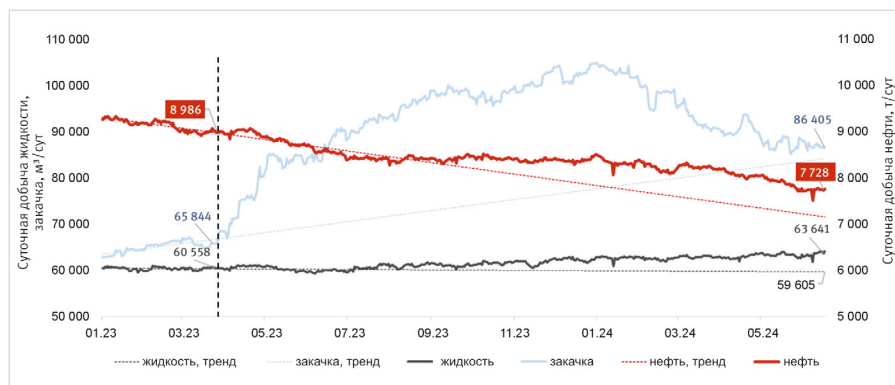


Рис. 2. Динамика технологических показателей по району работ на пластах немонолитного строения

Fig. 2. Dynamics of technological indicators in the working area on reservoirs of non monolithic structure

в стволе, является достаточным для наращивания закачки.

Однако в зонах, характеризующихся субкапиллярными размерами поровых каналов и высокой глинистостью, режим фильтрации отклоняется от линейного закона Дарси. Согласно экспериментальным исследованиям [6–8], в таких коллекторах проявляется начальный градиент сдвига — минимальный градиент давления, при котором начинается движение флюида в пористой среде. При градиентах давления ниже минимального вода остается неподвижной, а существующая система поровых каналов заблокирована капиллярными силами. В этих условиях требуется целенаправленное повышение забойного давления нагнетания для создания градиентов, превышающих его во всем объеме зоны дренирования. Поэтому в отдельных низкопроницаемых зонах пластов немонолитного строения для наращивания закачки требуется увеличение давления нагнетания для обеспечения целевых уровней закачки.

Централизованное увеличение давления на КНС сопряжено с ограничениями, связанными с техническими характеристиками водоводов высокого давления. Решением стало локальное обеспечение требуемого давления на удаленных кустовых площадках за счет ввода водозаборных скважин (ВДЗ), что позволило минимизировать потери на трение и обеспечить необходимое давление без дополнительной нагрузки на существующую инфраструктуру.

Увеличение давления нагнетания на низкопроницаемых участках требует обязательного контроля рисков, связанных с самопроизвольным образованием трещин автор-ГРП. При превышении забойным давлением порового значения градиента гидроразрыва происходит раскрытие существующих микротрещин или образование новых, что приводит к изменению геометрии фильтрационных потоков: закачиваемая вода может уходить по трещине в направлении, не контролируемом проектной системой заводнения, снижая охват вытеснением и создавая риск ранних прорывов в добывающие скважины.

Для предотвращения неконтролируемого развития авто-ГРП в рамках реализуемой программы применялся комплекс ограничений. Для каждой нагнетательной скважины с планируемым повышением давления выполнялась оценка критического забойного давления. Фактические режимы закачки контролировались по данным индикаторных диаграмм: появление нелинейного роста приемистости интерпретировалось как индикатор раскрытия трещины, и режим корректировался. Дополнительно проводился мониторинг реагирующего фонда на предмет признаков раннего прорыва воды.

В результате реализации ввода водозаборной скважины на одной из КНС удалось повысить давление на 34 атм, что обеспечило увеличение объема закачки в целевые зоны немонолитных пластов. Так за период 2023–2025 гг. введено 44 водозаборных скважин, что обеспечило накопленную дополнительную добычу в 111 тыс. т на 01.01.2026 г.

Мероприятия по пластам монолитного строения. Остановка низкоэффективной закачки

На монолитных пластах, находящихся на поздней стадии разработки, часть закачиваемой воды фильтруется по сформировавшимся высокопроницаемым каналам. При достижении высокой кратности промывки

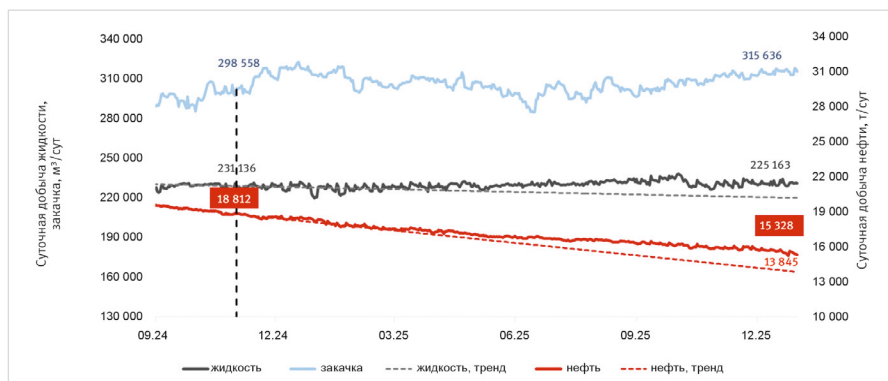


Рис. 3. Суммарные суточные показатели по району работ в рамках реализации программы по целевой закачке на немонолитных пластах

Fig. 3. Daily cumulative metrics in the work area during the implementation of the targeted injection program on non monolithic reservoirs

дальнейшее наращивание закачки в данных зонах характеризуется снижающейся технологической эффективностью, что обусловлено текущим положением рабочей точки на кривых ОФП [9].

С 2024 года на основе проведенного детального геолого-промыслового анализа реализованы мероприятия по переориентации 73 нагнетательных скважин с низкоэффективной закачкой на другие объекты разработки.

Гидродинамический механизм достигаемого эффекта базируется на концепции перераспределения фильтрационных потоков. В условиях длительного нагнетания в высокопроницаемый канал формируется зона повышенного пластового давления, и создаваемый градиент давления от промывочного канала к низкопроницаемым нефтенасыщенным пропласткам препятствует естественному перетоку нефти из целиков в зоны пониженного давления вблизи добывающих скважин. Остановка закачки на таких скважинах снимает данный барьер, запуская процесс капиллярной пропитки и противоточного вытеснения нефти из низкопроницаемых зон. Происходит смена доминирующего механизма вытеснения в пользу капиллярно-гравитационного дренирования матрицы коллектора.

По состоянию на 01.01.2026 г. среднесуточный прирост добычи нефти составил 114 т/сут за счет снижения обводненности, дополнительная добыча нефти составила 70 тыс. т (рис. 4).

Мероприятия по пластам монолитного строения. Формирование новых очагов заводнения

Важным направлением реализуемой стратегии тактического уровня на монолитных пластах является формирование новых очагов заводнения за счет возврата в действующий фонд неработающих скважин.

Формирование нового очага заводнения качественно меняет структуру линий тока в пласте: ввод новой нагнетательной скважины трансформирует конфигурацию изобар, разрушая застойные зоны за счет создания дополнительного градиента давления на ранее пассивных областях [10].

С 2024 г. дополнительная добыча нефти от реализации мероприятий по очаговой закачке на 20 участков на 01.01.2026 г. составила 17,6 тыс. т.

Работа по восстановлению систем разработки в зонах с такими запасами продолжается.

Мониторинг влияния увеличения закачки на немонолитных пластах и ограничение

закачки на пластах монолитного строения осуществляется на постоянной основе, в том числе с использованием характеристик вытеснения, анализа энергетического состояния и факторного анализа потерь. По результатам мониторинга негативного влияния не отмечается. В целом реализуемая комплексная программа мероприятий на фонде ППД позволила снизить темпы падения базовой добычи за счет приростов дебита нефти по жидкости.

Перспективный уровень управления системой ППД

На Самотлорском месторождении перспективный уровень управления системой ППД направлен на повышение эффективности разработки за счет внедрения современных цифровых и инженерных решений оперативного управления заводнением, ориентированных на оптимизацию системы заводнения и управление процессами добычи. В настоящее время ведется разработка и поэтапное внедрение системы комплексного анализа производственных данных с использованием методов машинного обучения, аналитических решений уравнений фильтрации и инструментов интеллектуальной обработки данных, включая нейросетевые алгоритмы.

В рамках цифровизации процессов управления закачкой применяется инструмент на основе CRM-моделирования, основанный на аналитическом решении уравнения материального баланса и уравнения притока [11], в том числе с использованием энтропийного моделирования [12]. Аналитическая CRM-модель, основанная на решении линеаризованного уравнения материального баланса и пьезопроводности, позволяет в режиме реального времени оценивать весовые коэффициенты взаимовлияния в системе «нагнетательная-добывающая» скважина и прогнозировать динамику дебитов жидкости и обводненности с достаточной точностью. Инструмент используется как для оперативного управления системой заводнения, так и в качестве вспомогательного модуля при решении задач подбора оптимальных приемистостей нагнетательных скважин с применением гидродинамических моделей.

Параллельно проводится апробация нейросетевых моделей управления закачкой, базирующихся на уравнении пьезопроводности и рекуррентных нейронных сетях [13]. Данные модели позволяют устанавливать функциональные зависимости между суточными показателями добычи и закачки,

забойными давлениями, режимами работы электроцентробежных насосов и результатами ГТМ. Основной задачей нейросетевого моделирования является определение оптимальных уровней закачки по каждой нагнетательной скважине, а также прогнозирование отклика добывающих скважин и динамики добычи нефти в близко и среднесрочной перспективе. В 2024 году были проведены опытно-промышленные работы (ОПР) на трех участках, охватывающих 81 добывающую скважину. В результате аprobации дополнительная добыча нефти составила 3,1 тыс. т, средний прирост дебита нефти по участку составил 13 т/сут.

В зонах с наибольшей локализацией остаточных запасов технико-экономические расчеты показывают эффективность химических МУН даже в условиях четвертой стадии разработки. На текущий момент для подтверждения технологической эффективности таких МУН начаты ОПР по полимерному заводнению. Цели данного ОПР — выбор оптимальной схемы закачки, подтверждение расчетной эффективности, а также определение потенциальных объектов для полномасштабного внедрения.

Следует отметить, что работы по технологической модернизации системы ППД на месторождении находятся в стадии поэтапной реализации и опытно-промышленной аprobации. Внедряемые цифровые и инженерные решения проходят тестирование на отдельных участках фонда и требуют времени для оценки их эффективности. При подтверждении эффективности они будут масштабированы на весь фонд скважин месторождения.

Итоги

Реализация комплексной стратегии управления системой ППД на Самотлорском месторождении доказала эффективность дифференцированного подхода к заводнению объектов с различным геологическим строением. Изменение структуры распределения закачки в пользу немонолитных пластов позволило повысить удельную технологическую эффективность заводнения и обеспечить положительную динамику базовой добычи нефти. Адресной управление закачкой на тактическом уровне с применением поскважинного расчета целевой приемистости и локального повышения давления нагнетания подтвердило результативность на участках с остаточными запасами.

Оптимизация закачки на выработанных монолитных пластах и формирование новых

очагов заводнения продемонстрировали эффективность перераспределения фильтрационных потоков.

Аprobация цифровых инструментов показала потенциал для дальнейшего повышения эффективности системы ППД.

Выводы

В статье представлен комплексный подход управления системой ППД, включающий три уровня: стратегический, тактический и перспективный.

В рамках стратегического уровня управления системой ППД проведены мероприятия по изменению структуры распределения закачки в пользу немонолитных пластов. Реализованные решения позволили снизить темпы падения базовой добычи нефти, дополнительная добыча нефти оценивается в 107,8 тыс. т. В рамках тактического уровня управления системы ППД задача направлена на повышение эффективности разработки за счет адресного формирования целевой закачки по скважинам, увеличения давления нагнетания путем ввода водозаборных скважин, оптимизации закачки и формирования новых очагов заводнения.

Реализация программы целевой закачки за отчетный период на немонолитных пластах охватила 2 379 нагнетательных скважин, воздействующих на 3 177 добывающих скважин; в ходе реализации программы увеличения давления нагнетания на немонолитных пластах введено 44 водозаборных скважин. Дополнительная добыча нефти в рамках тактического уровня управления системой ППД в результате реализации программ оценивается в 485,6 тыс. т нефти, в том числе на пластах немонолитного строения — 398 тыс. т, на пластах монолитного строения — 87,6 тыс. т. Мероприятия по технологической модернизации на месторождении в рамках перспективного уровня управления системой ППД находятся в стадии поэтапной реализации и опытно-промышленной аprobации: внедрение CRM-моделирования, нейросетевых технологий и МУН.

Таким образом, реализуемая программа управления системой ППД позволяет системно подходить к вопросу повышения эффективности разработки и вовлечения в активную добычу запасов Самотлорского месторождения.

Литература

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. № 6. С. 42–58.

2. Популова 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.
3. Юшин Е.С., Саллал А.А. Дифференцированное управление системами ППД на поздней стадии разработки неоднородных коллекторов // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2026. № 5. С. 13–23.
4. Тырсин А.Н., Кашеев С.Е. Моделирование взаимовлияния скважин для анализа эффективности систем заводнения на малых выборках данных // Управление большими системами: сборник трудов. 2024. № 111. С. 247–265.
5. Толпаев В.А., Ахмедов К.С., Кравцов А.М., Петросянц М.Т. Квазистационарная динамическая модель течения флюида к скважине // Ученые записки ЗабГУ. Серия: физика, математика, техника, технология. 2018. Т. 13. № 4. С. 24–32.
6. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 2000. 365 с.
7. Нагимов В.М., Лутфуллин А.А., Каримов И.С. и др. Диагностика и ликвидация нецелевой закачки и добычи воды на месторождениях зрелого фонда для снижения углеродного следа // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2023. Т. 8. № 1. С. 64–72.
8. Томашевский А.В. Системы поддержания пластового давления. Уфа: УГНТУ, 2012. 312 с.
9. Craig F.F. The reservoir engineering aspects of waterflooding. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1971, 141 p. (In Eng).
10. Грачев С.И., Коротенко В.А., Кушакова Н.П. Исследование влияния трансформации двухфазной фильтрации на формирование зон невыработанных запасов нефти // Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 68–82.
11. Кулушев М.М., Гильмиянова А.А., Петухов Н.Ю. и др. Опыт реализации мероприятий по изменению направления фильтрационных потоков флюидов в блоке «Монолит» месторождения Западной Сибири // Территория Нeftegaz. 2020. № 11-12. С. 66–70.
12. Степанов С.В., Бекман А.Д., Ручкин А.А., Поспелова Т.А. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM. Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2021. 300 с.
13. Степанов С.В., Тырсин А.Н., Ручкин А.А., Поспелова Т.А. Использование энтропийного моделирования для анализа эффективности системы заводнения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 62–67.
14. Вершинин В.Е., Пономарев Р.Ю., Зиязев Р.Р., Лещенко А.А., Мигманов Р.Р., Ивлев М.И. Алгоритмы оперативного управления заводнением с применением физико-информированных нейронных сетей // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2024. № 6. С. 42–51.

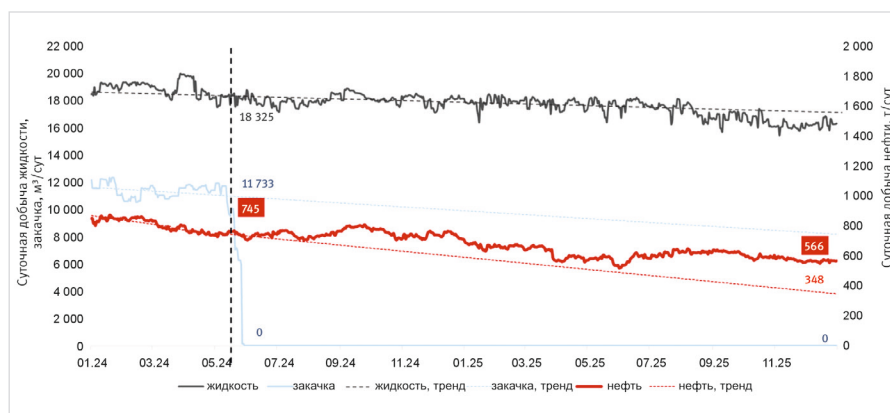


Рис. 4. Результат переориентации нагнетательных скважин с низкоэффективной закачкой на другие объекты разработки

Fig. 4. Result of re routing low efficiency injection wells to alternative development sites

Results

The article outlines a comprehensive reservoir pressure maintenance (RPM) management framework that encompasses three tiers: strategic, tactical, and prospective.

Strategic tier – Re structuring injection distribution to favor non monolithic reservoirs has slowed the decline of baseline oil production, generating an additional 107,8 thousand tonnes of recoverable oil.

Tactical tier – The focus is on enhancing development efficiency through well by well targeted injection, pressure augmentation via water intake wells, injection optimization, and the creation of new injection foci.

During the reporting period, the targeted injection program on non monolithic reservoirs covered 2,379 injection wells affecting 3,177 production wells, and 44 water intake wells were installed to raise injection pressure.

Additional oil recovery attributed to the tactical tier amounts to 485.6 thousand tonnes, comprising 398 thousand tonnes from non monolithic formations and 87.6 thousand tonnes from monolithic formations.

Prospective tier – Technological modernization initiatives are in a phased rollout and pilot production testing phase, including the deployment of CRM modeling, neural network techniques, and MUN (multi well unit) optimization.

Overall, the implemented RPM program provides a systematic approach to boosting development performance and activating remaining reserves at the Samotlor field.

Conclusions

The article outlines a comprehensive reservoir pressure maintenance (RPM) management framework that encompasses three tiers: strategic, tactical, and prospective.

Strategic tier – Re structuring injection distribution to favor non monolithic reservoirs has slowed the decline of baseline oil production, generating an additional 107,8 thousand tonnes of recoverable oil.

Tactical tier – The focus is on enhancing development efficiency through well by well targeted injection, pressure augmentation via water intake wells, injection optimization, and the creation of new injection foci.

During the reporting period, the targeted injection program on non monolithic reservoirs covered 2,379 injection wells affecting 3,177 production wells, and 44 water intake wells were installed to raise injection pressure.

Additional oil recovery attributed to the tactical tier amounts to 485.6 thousand tonnes, comprising 398 thousand tonnes from non monolithic formations and 87.6 thousand tonnes from monolithic formations.

Prospective tier – Technological modernization initiatives are in a phased rollout and pilot production testing phase, including the deployment of CRM modeling, neural network techniques, and MUN (multi well unit) optimization.

Overall, the implemented RPM program provides a systematic approach to boosting development performance and activating remaining reserves at the Samotlor field.

References

- 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, issue 6, P. 42–58. (In Russ).
- 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, issue 16, P. 424–440. (In Russ).
- Yushin E.S., Sallal A.A. Differentiated management of RPM systems at late stage development of heterogeneous collectors. Neftegaz.RU, 2026, issue 5, P. 13–23. (In Russ).
- Tyrin A.N., Kashcheev S.E. Well interaction modeling to analyze flooding systems efficiency on small data samples. Large-scale systems control, 2024, issue 111, P. 247–265. (In Russ).
- Tolpaev V.A., Akhmedov K.S., Krawcov A.M., Petrosyanc M.T. “Quasistationary dynamic model of fluid flow to a well. Scholarly Notes of Transbaikalian State University. Series Physics, Mathematics, Engineering, Technology, 2018, Vol. 13, issue 4, P. 24–32. (In Russ).
- Lysenko V.D. Oil field development. Moscow: Nedra, 2000, 365 p. (In Russ).
- Nagimov V.M., Lutflin A.A., Karimov I.S. et al. Through-barrier diagnostics of thief injection and production on mature fields for carbon footprint improvement. PROneft. Professional Oil, 2023, Vol. 8, issue 1, P. 64–72. (In Russ).
- Tomashevsky A.V. Reservoir pressure maintenance systems. Ufa: UGNTU, 2012, 312 p. (In Russ).
- Craig F.F. The reservoir engineering aspects of waterflooding. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1971, 141 p. (In Eng).
- Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P. Study on influence of two-phase filtration transformation on formation of zones of undeveloped oil reserves. Journal of mining institute, 2020, Vol. 241, P. 68–82. (In Russ).
- Kulushev M.M., Gilmiyanova A.A., Petukhov N.Yu. et al. Experience of implementing wellworks to change the direction of fluid filtration in the monolith block of the field of Western Siberia. Neftegaz Territory, 2020, issue 11–12, P. 66–70. (In Russ).
- Stepanov S.V., Bekman A.D., Ruchkin A.A., Pospelova T.A. Support of oil field development using CRM models. Tyumen: IPC “Express”, 2021, 300 p. (In Russ).
- Stepanov S.V., Tyrin A.N., Ruchkin A.A., Pospelova T.A. Using entropy modeling to analyze the effectiveness of the waterflooding system. Oil Industry, 2020, issue 6, P. 62–67. (In Russ).
- Vershinin V.E., Ponomarev R.Y., Zizayev R.R., Leshchenko A.A., Migmanov R.R., Ilyev M.I. Operational waterflood management algorithms with physics informed neural networks. Neftegaz.RU, 2024, issue 6, P. 42–51. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Емельянов Дмитрий Васильевич, заместитель генерального директора – главный геолог, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Воронцов Сергей Юрьевич, начальник управления, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Рудиков Денис Геннадьевич, заместитель начальника управления, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Зизаев Рамиль Ришатович, заместитель начальника управления, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Для контактов: rrziazev@rn-gir.rosneft.ru

Популова Татьяна Павловна, главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Yemelyanov Dmitry Vasilyevich, deputy general director – chief geologist, “Samotlorneftegaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia

Vorontsov Sergey Yurievich, head of department, “Samotlorneftegaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia

Rudikov Denis Gennadyevich, deputy head of department, “Samotlorneftegaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia

Zizayev Ramil Rishatovich, deputy head of department, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Corresponding author: rrziazev@rn-gir.rosneft.ru

Populova Tatyana Pavlovna, senior specialist, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia