

ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАВОДНЕНИЯ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НГКМ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЛИНИЙ ТОКА

К. О. Томский, М. С. Иванова, В. В. Егоров*

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова,

г. Якутск, Российская Федерация

*kirilltom@mail.ru

Аннотация

В настоящее время проблема снижения эффективности систем поддержания пластового давления (ППД) на поздних стадиях разработки месторождений с высокой неоднородностью коллектора является серьезной для нефтегазовой отрасли. В настоящей работе рассматривается Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение (СБНГКМ), которая характеризуется высокой неоднородностью коллектора, обводненностью продукции некоторых скважин более 95% и низкой эффективностью закачки воды. В работе впервые была применена оптимизация заводнения методом линий тока для условий одного из крупнейших месторождений Якутии – СБНГКМ. Целью работы является повышение эффективности ППД путём перераспределения закачки между нагнетательными скважинами с использованием гидродинамического моделирования линий тока. Материалы исследования включают трёхмерную гидродинамическую модель пласта Бт центрального блока СБНГКМ в программном обеспечении (ПО) tНавигатор, исторические данные по 37 добывающим и 15 нагнетательным скважинам за период 2010 – 2021 гг. Реализован алгоритм перераспределения закачки с увеличением объёмов в высокоэффективные скважины на 20 – 30 % и сокращением в низкоэффективные на 15 – 40 %. Результаты показали рост средней эффективности закачки на 41 %, снижение обводнённости на 3,2 % и прирост накопленной добычи нефти на 65 414 тонн за 10 – летний прогнозный период. Практическая значимость подтверждена увеличением конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) на 1.7 % без капитальных затрат. Перспективы исследования связаны с разработкой адаптивных алгоритмов автоматической оптимизации на основе машинного обучения и интеграцией систем реального мониторинга фильтрационных параметров. Внедрение предложенной методики позволяет существенно повысить экономическую эффективность разработки сложнопостроенных коллекторов на поздней стадии эксплуатации за счет рационального использования существующей инфраструктуры скважин и водных ресурсов.

Ключевые слова: Среднеботуобинское НГКМ, оптимизация заводнения, линии тока, гидродинамическое моделирование, коэффициент эффективности закачки, приёмистость скважин, поддержание пластового давления, tНавигатор, обводнённость, неоднородность, нефтеотдача.

Для цитирования: Томский К. О., Иванова М. С., Егоров В. В. Оптимизация заводнения Среднеботуобинского НГКМ на основе гидродинамического моделирования линий тока. *Вестник СВФУ*. 2025;(3): 55-66. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-55-66

OPTIMIZATION OF FLOODING OF SREDNEBOTUOBINSKOYE OIL AND GAS FIELD BASED ON HYDRODYNAMIC MODELING OF FLOW LINES

Kirill O. Tomsky, Maria S. Ivanova, Valentin V. Egorov*

M. K. Ammosov North-Eastern Federal University,

Yakutsk, Russian Federation

*kirilltom@mail.ru

Abstract

Currently, the problem of reducing the efficiency of reservoir pressure maintenance systems at late stages of field development with highly heterogeneous reservoirs is a serious one for the oil and gas industry. This paper considers the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field (SBNGKM), which is characterized by highly heterogeneous reservoir, water cut in some wells exceeding 95%, and low water injection efficiency. In this paper, waterflooding optimization using the streamline method was applied for the first time for the conditions of one of the largest fields in Yakutia – SBNGKM. The objective of the work was to increase the efficiency of reservoir pressure maintenance by redistributing injection between injection wells using hydrodynamic modeling of streamlines. The research materials included a three-dimensional hydrodynamic model of the Bt formation of the SBNGKM central block in the tNavigator software, historical data on 37 production and 15 injection wells for the period 2010–2021. An algorithm for redistributing injection with an increase in volumes in highly efficient wells by 20–30% and a decrease in low-efficiency wells by 15–40% was implemented. The results showed an increase in average injection efficiency by 41%, a decrease in water cut by 3.2% and an increase in cumulative oil production by 65,414 tons over a 10-year forecast period. Practical significance is confirmed by an increased ultimate oil recovery factor by 1.7% without capital expenditures. The prospects of the study are associated with the development of adaptive algorithms for automatic optimization based on machine learning and the integration of real monitoring systems for filtration parameters. The implementation of the proposed methodology can significantly increase the economic efficiency of developing complex reservoirs at a late stage of operation due to the rational use of the existing well infrastructure and water resources.

Keywords: Srednebotuobinskoye NGKM, waterflooding optimization, flow lines, hydrodynamic modeling, injection efficiency coefficient, well injectivity, reservoir pressure maintenance, tNavigator, water cut, heterogeneity, oil recovery.

For citation: Tomskii K.O., Ivanova M.S., Egorov V.V. Optimization of flooding of Srednebotuobinskoye oil and gas field based on hydrodynamic modeling of flow lines. *Vestnik of North-Eastern Federal University. "Earth Sciences"*. 2025;(3):55–66 (in Russian) DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-55-66

Введение

Системы поддержания пластового давления (ППД) методом заводнения широко применяются на нефтяных месторождениях России, обеспечивая повышение нефтеотдачи и компенсацию пластового давления. Однако на поздних стадиях разработки эффективность таких систем снижается из-за неравномерного вытеснения нефти, роста обводнённости продукции и неоптимального распределения фильтрационных потоков [1,2]. Особенно актуальна эта проблема для сложнопостроенных коллекторов, таких как пласт Бт Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (СБНГКМ), расположенного в Восточной Сибири, на территории Республики Саха (Якутия) [3,4].

Ботуобинский пласт СБНГКМ характеризуется значительной геологической неоднородностью, наличием газовой шапки и высокой обводнённостью продукции некоторых скважин, достигающей 96,8 %.

Основной объект разработки связан с терригенными отложениями ботубинского горизонта, осложненными наличием контактных запасов. На объекте выделяются две зоны, различные по насыщению: водонефтяная (ВНЗ), где нефтяная часть подстилается водой, и газоводонефтяная (ГВНЗ), где помимо подошвенной воды присутствует обширная газовая шапка. Пласт хорошо изучен, характеризуется аномально низким пластовым давлением (140 атм), низкой пластовой температурой 12 °С, относительно высокими значениями вязкости (4,0 мПа·с) и плотности (1,28 кг/м³) пластовой воды, обусловленными высокой минерализацией 400 г/л. Ключевой особенностью пласта Бт, определяющей выбор стратегии разработки, является наличие обширной ГШ. 69 % запасов нефти пласта приходится на ГВНЗ. Площадь ГШ составляет 70 % от площади всего пласта при средней ее толщине 7,5 м. Толщина нефтяной оторочки в среднем составляет 10 м. Коллектор пласта представлен терригенными отложениями, высоким коэффициентом песчаности – 0,8 и расчлененностью – 1–2 [5].

В данной работе объектом исследования является преимущественно зона ВНЗ с незначительной газовой шапкой (рисунок 1)

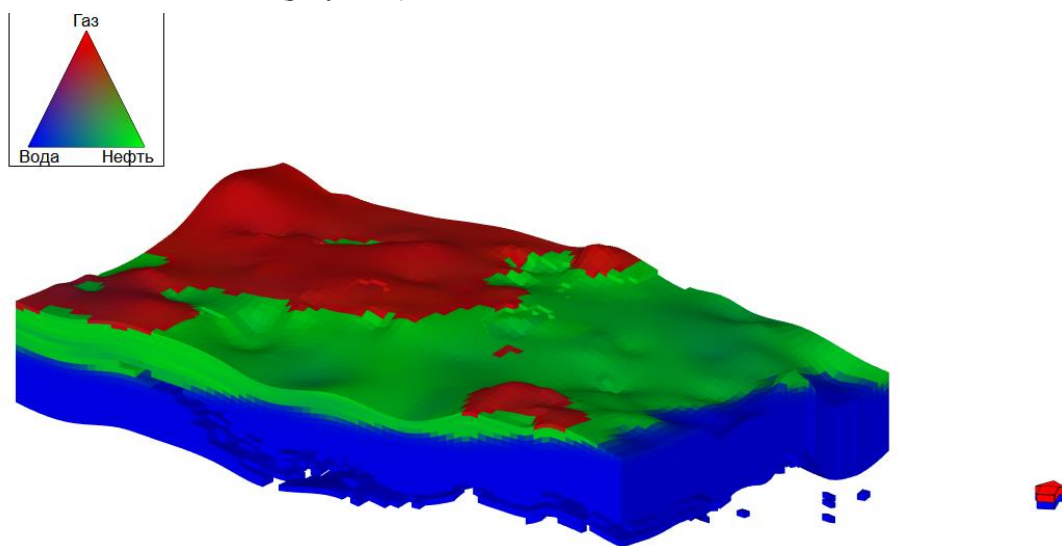


Рис. 1. Гидродинамическая модель Бт пласта (тернарная диаграмма: красная зона – газ, зеленая зона – нефть, синяя зона – вода)

Fig. 1. Hydrodynamic model of the Bt reservoir (ternary diagram: red zone – gas, green zone – oil, blue zone – water)

Поддержание пластового давления на СБНГКМ обеспечивается за счет заводнения. Эффективность заводнения зависит от множества факторов, включающих как геолого-физическую характеристику, так и технологические условия на месторождении. При разработке месторождений повышение эффективности заводнения достигается разными путями, но одним из самых экономически малозатратных способов является изменение режимов работы нагнетательных скважин, способствующих перераспределению потоков в неоднородном пласте и вовлечению в разработку слабодренируемых участков месторождения. В данной статье под оптимизацией понимается повышение эффективности заводнения за счет изменения режимов работы нагнетательных скважин путем увеличения закачки воды в эффективные нагнетательные скважины и уменьшения закачки воды в менее эффективные скважины. Анализ исторических данных разработки месторождения выявил существенный дисбаланс в распределении фильтрационных потоков: около 40 % нагнетательных скважин обеспечивают лишь 15 % эффективного вытеснения запасов, это свидетельствует о наличии значительного потенциала для повышения эффективности системы ППД за счет оптимизации [6].

Традиционные методы регулирования заводнения, такие как циклическое заводнение, которая основана на периодическом изменении режимов работы скважины или обработки призабойной зоны скважин, требуют значительных затрат и не всегда обеспечивают вовлечение в разработку слабодренлируемых зон пласта. В связи с этим, особый интерес представляют гидродинамические методы на основе моделирования линий тока, позволяющие визуализировать потоки флюидов в пласте и количественно оценить взаимосвязь между нагнетательными и добывающими скважинами.

В данной работе впервые для условий СБНГКМ применён метод оптимизации заводнения на основе моделирования линий тока с адаптацией алгоритма Marco R. Thiele and Rod. P. Batysky к особенностям тонких нефтяных оторочек месторождений Восточной Сибири [7,8]. Основная цель исследования – повышение эффективности системы ППД месторождения за счёт перераспределения закачки воды между нагнетательными скважинами на основе метода гидродинамического моделирования линий тока.

Материалы и методы исследования

Объектом исследования является нефтяная оторочка Ботуобинского пласта (Бт) центрального блока СБНГКМ. Основные характеристики объекта представлены в таблице 1. Применяемым методом исследования является гидродинамическое моделирование на отечественном программном продукте tНавигатор компании «Интегрированные разработки для моделирования» (ИРМ).

Таблица 1
Основные характеристики пласта Бт СБНГКМ

Table 1
Main properties of the Bt reservoir at SBNGKM

Параметр	Значение
Глубина залегания, м	1783
Средняя толщина нефтяной оторочки, м	16
Средняя проницаемость, мД	163
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,54
Начальное пластовое давление, МПа	14

Исходные данные

Для проведения исследования использовалась трехмерная гидродинамическая модель пласта Бт, которая представлена на рисунке 1. Основные характеристики представлены в таблице 1. На рисунке 2 представлено распределение кубов проницаемости в гидродинамической модели, которое варьируется в среднем от 10 до 1000 мД. В верхнем правом углу представлена цветовая палитра по кубам проницаемости. При этом средняя проницаемость для модели принята на уровне 163 мД. Модель охватывает центральный блок месторождения и включает 37 добывающих и 15 нагнетательных скважин.

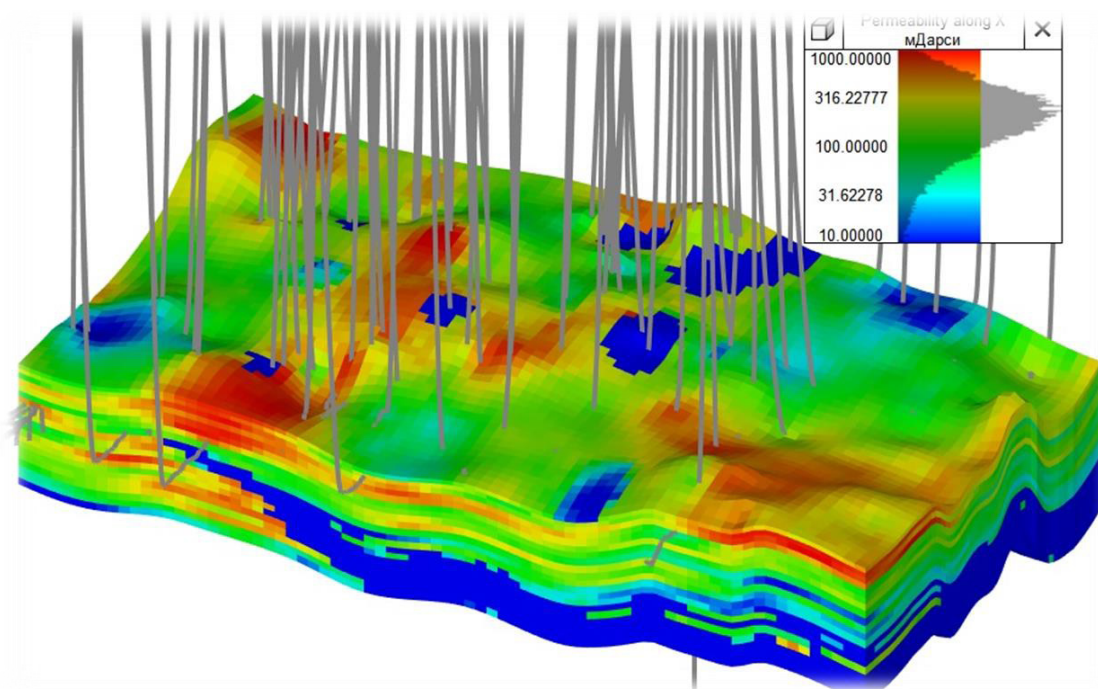


Рис. 2. Гидродинамическая модель Бт пласта (распределение кубов проницаемости, серыми линиями показаны траектории скважин)

Fig. 2. Hydrodynamic model of the Bt reservoir (distribution of permeability cubes, the gray lines show the well trajectories)

Методика оптимизации

Метод моделирования на основе линий тока демонстрирует высокую эффективность для визуализации процессов потока в пласте и анализа распределения баланса закачки или отбора по скважинам. С его помощью можно детально рассмотреть воздействие закачки через конкретные нагнетательные скважины на производительность добывающих скважин, а также определять нагнетательные скважины (зоны контура поддержания пластового давления), оказывающие влияние на нефтедобычу из определенной эксплуатационной скважины, и оценить величину этого влияния.

Основным принципом метода является выделение в пласте определенных динамических зон дренирования, жестко связанных с отдельными скважинами. Принадлежность расчетного блока сетки к зоне влияния конкретной скважины (нагнетательной или добывающей) определяется фактом пересечения его траекторией потока, данный метод на примере СБНГКМ приведен на рисунке 3 [9-11]. На рисунке каждая цветная линия показывает так называемую линию тока, при этом каждая линия тока соответствует определенному потоку флюида от нагнетательной скважины к добывающей. Линии тока в данном случае раскрашены в разные цвета в зависимости от добывающей скважины.

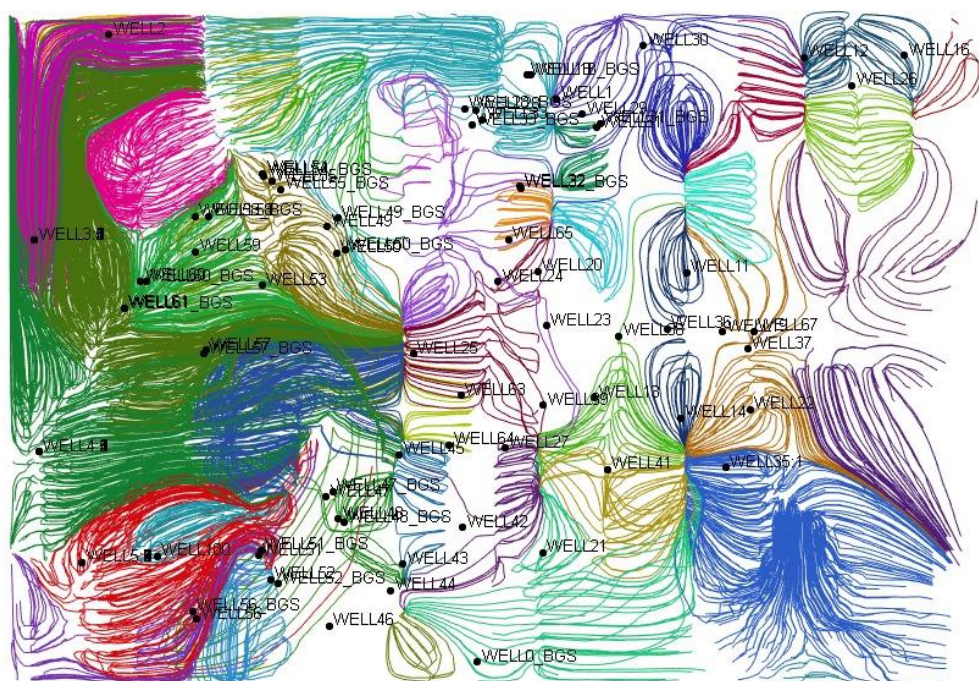


Рис. 3. Взаимовлияние скважин в гидродинамической модели СБНГКМ методом линии тока в ПО tНавигатор

Fig. 3. Mutual influence of wells in the hydrodynamic model of the SBNGKM using the streamline method in the tNavigator software

Оптимизацию системы заводнения можно разделить на три этапа: расчет коэффициентов эффективности закачки, определение весовых коэффициентов и корректировка дебитов нагнетательных скважин [6]:

Этап 1. Расчет коэффициентов эффективности закачки (IE_j).

Коэффициент эффективности для каждой нагнетательной скважины рассчитывался по формуле:

$$IE_j = \frac{\sum_{i=1}^n q_0^{ij}}{q_w^j}, \quad (1)$$

где: q_0^{ij} – дебит нефти i -й добывающей скважины, индуцированный закачкой в j -ю нагнетательную скважину

q_w^j – приемистость j -й нагнетательной скважины

n – количество добывающих скважин, реагирующих на закачку

Этап 2. Определение весовых коэффициентов.

Для перераспределения закачки использовались весовые коэффициенты эффективности закачки:

$$w_j = \begin{cases} w_{max} * \left(\frac{IE_j - \overline{IE}}{IE_{max} - \overline{IE}} \right)^a, & IE_j > \overline{IE} \\ w_{min} * \left(\frac{\overline{IE} - IE_j}{\overline{IE} - IE_{min}} \right)^a, & IE_j < \overline{IE} \end{cases}, \quad (2)$$

где $\overline{IE}$ – средняя эффективность закачки по месторождению;

IE_j – эффективность закачки j-й скважины;

$IE_{max} = \max_j(IE_j)$ – верхний предел эффективности закачки;

$IE_{min} = \min_j(IE_j)$ – нижний предел эффективности закачки;

w_{max} – максимальный вес при IE_{max} ;

w_{min} – минимальный вес при IE_{min} ;

α – показатель степени.

Этап 3. Корректировка приемистостей нагнетательных скважин.

Новые значения дебитов определялись с учетом сохранением общего объема закачки:

$$q_j^{new} = (1 + w_j) * q_j^{old}, \quad (3)$$

где w_j – весовой коэффициент j-й скважины;

q_j^{old} – дебит j-й нагнетательной скважины до оптимизации;

q_j^{new} – дебит j-й нагнетательной скважины после оптимизации.

Путем применения данной методики для условий СБНГКМ были скорректированы значения приемистостей нагнетательных скважин. Прогнозные расчеты выполнялись на 10-летний период (2021 – 2031 гг.) с контролем забойного давления нагнетательных скважин для исключения риска гидроразрыва пласта.

Результаты

Анализ исходной системы ППД

Результаты расчета коэффициентов эффективности закачки представлены на рисунке 4. Каждая гистограмма соответствует определенной нагнетательной скважине. Как показано на рисунке 4, коэффициенты эффективности IE_j варьируются от 7 до 30 %.

Анализ распределения показывает, что 3 скважины имеют коэффициент закачки на уровне 20 % и более, у 8 скважин коэффициент эффективности закачки варьируется от 10 до 20 %, у 6 скважин – менее 10 %. Данные свидетельствуют о значительных резервах оптимизации системы поддержания пластового давления закачкой воды.

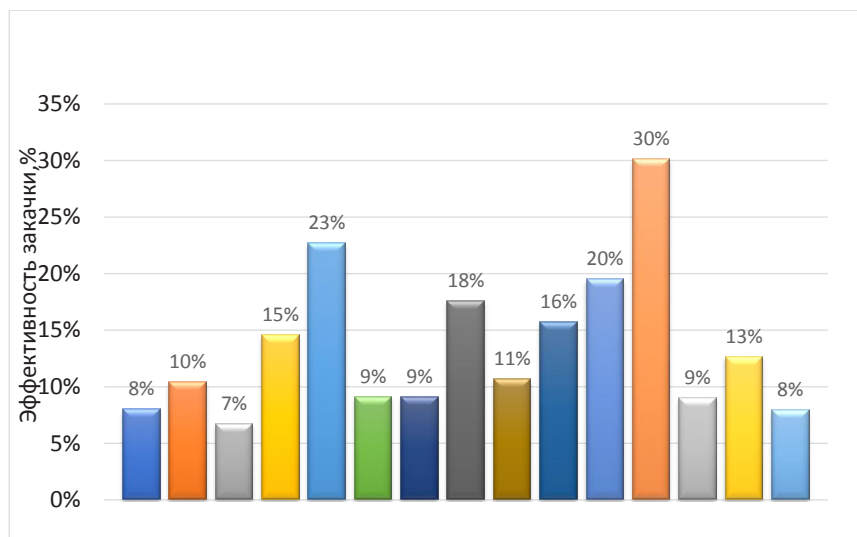


Рис. 4. Эффективность закачки воды нагнетательными скважинами (каждый цветной столбец в гистограмме соответствует определенной нагнетательной скважине)

Fig. 4. Water injection efficiency by injector wells (each colored bar in the histogram corresponds to a specific injection well)

На основе рассчитанных весовых коэффициентов выполнено перераспределение объемов закачки воды между нагнетательными скважинами [12]. Результаты перераспределения представлены на рисунке 5. Каждая пара гистограмм соответствует определенной нагнетательной скважине со значениями приемистостей до и после оптимизации.

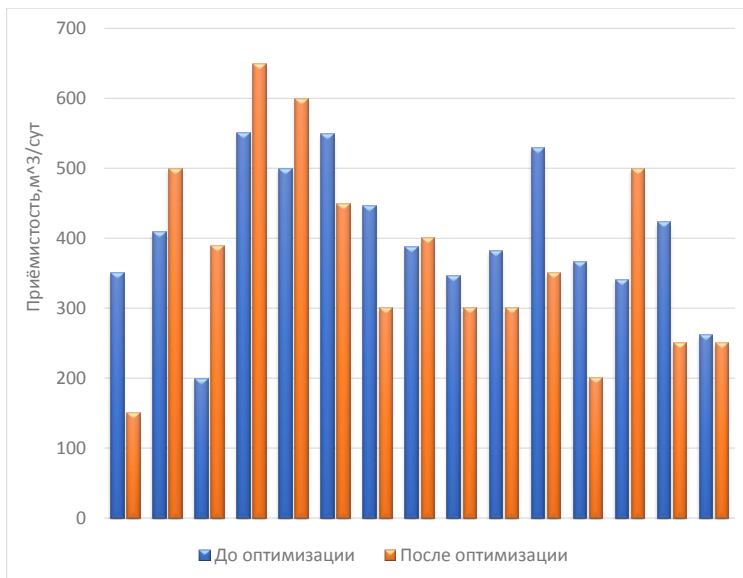


Рис. 5. Изменение приёмистости нагнетательных скважин до и после оптимизации (синий столбец соответствует приёмистости определенной нагнетательной скважины до оптимизации, а красный – после оптимизации)

Fig. 5. Changes in well injectivity after optimization (the blue column corresponds to the injectivity of a certain injection well before optimization, and the red one – after optimization)

Таблица 2

Изменения приёмистости нагнетательных скважин

Table 2

Changes in injection well injectivity

Группа скважин по эффективности	Изменение закачки, %	Количество скважин
Высокоэффективные ($IE_j > 13\%$)	+ (12 – 30)	6
Низкоэффективные ($IE_j < 13\%$)	- (15 – 40)	9

Перераспределение позволило увеличить закачку в высокоэффективные скважины на 20 – 30 %, одновременно сократив закачку в низкоэффективные скважины на 15 – 40 %, при сохранении общего объема закачиваемой воды.

Прогнозные показатели разработки.

Реализация оптимизированного сценария заводнения позволила достичь улучшения технологических показателей разработки (рисунок 6):

На представленных графиках на рисунке 6 вертикальная ось соответствует дебиту нефти по всем добывающим скважинам в модели в м³/сут, приведенных к стандартным условиям (обозначение на рисунке – ст.куб.м/сут) и накопленной нефти по всей модели в тысячах м³, приведенных к стандартным условиям (обозначение на рисунке – тыс. ст.куб.м). Серая и синяя линия

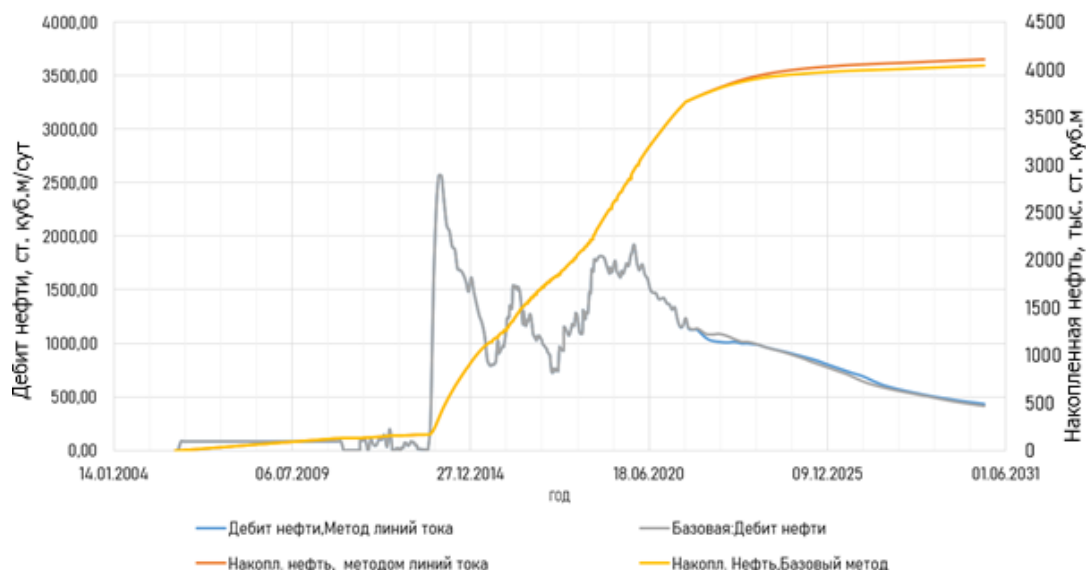


Рис. 6. Динамика дебита нефти и накопленной добычи нефти при базовом и оптимизированном сценариях

Fig. 6. Cumulative oil production dynamics for base and optimized scenarios

соответствуют дебитам нефти до и после оптимизации, желтая и оранжевая линии – накопленной добыче до и после оптимизации.

Анализ данных показывает, что прирост накопленной добычи нефти за 10 лет составил 65 414 тонн по сравнению с базовым вариантом (случай сохранения значений приемистостей нагнетательных скважин без изменений).

Обсуждение

Реализация метода оптимизации заводнения на основе моделирования линий тока позволила существенно улучшить показатели разработки СБНГКМ. Ключевые эффекты внедрения метода включают:

1. Увеличение охвата пласта воздействием за счет перераспределения фильтрационных потоков в низкопроницаемые зоны, которые ранее дренировались неэффективно.
2. Увеличение коэффициента извлечения нефти на 1,7 % за счет снижения закачки воды в неэффективные скважины и увеличения закачки воды в эффективные скважины.
3. Повышение технологической эффективности – рост коэффициента использования закачиваемой воды и снижение обводнённости продукции.

Следует отметить, что для эффективной реализации данной методики на месторождении необходимо регулярное обновление гидродинамической модели.

Для практического внедрения данной методики на СБНГКМ необходимо:

1. Внедрить систему мониторинга коэффициентов эффективности IE_j .
2. Проводить регулярную корректировку режимов закачки для поддержания эффекта.

Перспективным направлением дальнейших исследований является разработка адаптивного алгоритма оптимизации, автоматически корректирующего режимы закачки на основе оперативных данных мониторинга [13-15].

Заключение

Проведенное исследование позволило впервые апробировать метод оптимизации системы заводнения на основе гидродинамического моделирования линий тока на СБНГКМ. Основные результаты и выводы работы:

1. Впервые апробирован алгоритм оптимизации заводнения Marco R. Thiele and Rod. P. Batycky для условий тонких нефтяных оторочек в условиях одного из крупнейших месторождений Восточной Сибири – Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. Реализация метода в ПО тНавигатор позволила количественно оценить вклад каждой нагнетательной скважины в добычу нефти и обосновать перераспределение закачки.

2. Перераспределение объемов закачки воды с увеличением на 20 – 30 % в высокоэффективные скважины и сокращением на 15 – 40 % в низкоэффективные позволило повысить среднюю эффективность закачки и обеспечить прирост накопленной добычи нефти на 65 414 тонн за 10-летний прогнозный период.

3. Практическая значимость работы подтверждена повышением конечного коэффициента извлечения нефти на 1,7 % без капитальных затрат на бурение новых скважин или проведение геолого-технических мероприятий.

Литература

1. Егорова Е. В., Смолянская О. А., Пименова Н. А., Смолянский А. А. Вероятностная оценка эффективности применения метода циклического заводнения нефтяных пластов. *Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность*. 2023; (3): 27–32. DOI: 10.24143/1812-9498-2023-3-27-32.
2. Плиткина Ю. А. Повышение эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемых неоднородных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *Энергетика и рациональное природопользование*. 2021; (3): 64–78. DOI: 10.31660/0445-0108-2021-3-63-78
3. Гринченко В.А., Валеев Р.Р., Абдуллин М.М. и др. Особенности проведения сложных промыслово-геофизических исследований по контролю разработки месторождений в осложненных условиях Восточной Сибири. *Нефтяное хозяйство*. 2020; (11):56–62.
4. Томский К.О., Иванова М.С., Оконешников М.Е. Моделирование периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти в добывающие скважины для расформирования конуса газа в пластах. *Вестник СВФУ*. 2025;(1):62–74. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-62-74
5. Истишева В.Ф., Забелин В.И., Иванов Е.Н. и др. Ограничение добычи газа в условиях массивной газовой шапки. *Нефть и газ*. 2024; (4):50–63. DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-50-63
6. Thiele M.R., Batycky R.P. Water Injection Optimization Using a Streamline-Based Workflow: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, Oct. 5–8 2003. DOI: 10.2118/84080-MS
7. Asadollahi M. *Waterflooding Optimization for Improved Reservoir Management*. Trondheim, Norway: Norwegian University of Science and Technology (NTNU); 2012:159.
8. Mfoubat H.R.N.B., Zaky E.I. Optimization of waterflooding performance by using finite volume-based flow diagnostics simulation. *J. of Petroleum Exploration and Production Technology*.2020;10(3): 943–957. DOI: 10.1007/s13202-019-00803-5
9. Batycky R.P., Thiele M.R., Baker R.O., Shelin Chugh. Revisiting Reservoir Flood-Surveillance Methods Using Streamlines. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2008; 11 (2): 387–394. DOI: 10.2118/95402-PA
10. Романенков А.В., Евдошук П.А. Определение коэффициентов взаимовлияния скважин на основе уравнения материального баланса. *Современные тенденции развития науки и технологий*. 2017; (2): 79–84.
11. Datta-Gupta A., King M.J. *Streamline simulation: theory and practice*. SPE Textbook Series, Vol. 11; 2007:404.
12. Thiele M.R., Batycky R.P., Fenwick D.H. Streamline Simulation for Modern Reservoir-Engineering Workflows. *J. of Petroleum Technology*. 2010; 62(1):64–70. DOI: 10.2118/118608-JPT
13. Иванов А. Н., Пятибратов П.В., Аубакиров А.Р., Дзюбло А.Д. Обоснование режимов работы нагнетательных скважин для реализации циклического заводнения. *Нефть. хоз-во*.2020; (2): 28–31. DOI: 10.24887/0028-2448- 2020-2-28-31
14. Пятибратов П.В., Заммам М., Туровская Е.А. Оптимизация заводнения на основе моделирования линий тока. *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. 2021; (4): 37–44. DOI: 10.33285/1999-6934-2021-4(124)-37-44

15. Vershinin V.E., Ponomarev R.Yu., Strekalov A.V. Neural network as a tool for predicting and controlling the technological regime of production wells: SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201937-MS; 2020. <https://doi.org/10.2118/201937-M>

References

1. Egorova EV, Smolyanskaya OA, Pimenova NA, et al. Probabilistic assessment of the efficiency of applying the cyclic flooding method of oil reservoirs. *Oil and Gas Technologies and Environmental Safety*. 2023; (3):27–32 (in Russian). DOI: 10.24143/1812-9498-2023-3-27-32.
2. Plitkina YuA. Improving the efficiency of the reservoir pressure maintenance system in low-permeability heterogeneous reservoirs with hard-to-recover reserves. *Energy and Rational Nature Management*. 2021; (3): 64–78 (in Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-3-63-78.
3. Grinchenko VA, Valeev RR, Abdullin MM, et al. Features of complex field geophysical studies to control field development in complicated conditions of Eastern Siberia. *Oil Industry*. 2020; (11):56–62 (in Russian).
4. Tomsy KO, Ivanova MS, Okoneshnikov ME. Modeling of periodic operation and injection of degassed oil into production wells to disband the gas cone in the reservoirs. *NEFU Bulletin*. 2025;(1):62–74 (in Russian). DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-62-74
5. Istisheva VF, Zabelin VI, Ivanov EN, et al. Limitation of gas production in conditions of a massive gas cap. *Oil and Gas*. 2024; (4):50–63 (in Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-50-63
6. Thiele MR, Batycky RP. Water Injection Optimization Using a Streamline-Based Workflow: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, Oct. 5–8 2003. DOI: 10.2118/84080-MS
7. Asadollahi M. *Waterflooding Optimization for Improved Reservoir Management*. Trondheim, Norway: Norwegian University of Science and Technology (NTNU); 2012:159.
8. Mfoubat HRNB, Zaky EI. Optimization of waterflooding performance by using finite volume-based flow diagnostics simulation. *J. of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020;10(3): 943–957. DOI: 10.1007/s13202-019-00803-5
9. Batycky RP, Thiele MR, Baker RO, et al. Revisiting Reservoir Flood-Surveillance Methods Using Streamlines. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2008;11(2):387–394. DOI: 10.2118/95402-PA
10. Romanenkov AV, Evdoshchuk PA. Determination of well interaction coefficients based on the material balance equation. *Modern trends in science and technology*. 2017;(2):79–84 (in Russian).
11. Datta-Gupta A, King MJ. *Streamline simulation: theory and practice*. SPE Textbook Series, Vol. 11; 2007:404.
12. Thiele MR, Batycky RP, Fenwick DH. Streamline Simulation for Modern Reservoir-Engineering Workflows. *J. of Petroleum Technology*. 2010; 62(1):64–70. DOI: 10.2118/118608-JPT
13. Ivanov AN, Pyatibratov PV, Aubakirov AR, et al. Justification of injection well operating modes for cyclic waterflooding. *Neft. khoz-vo*. 2020; (2): 28–31 (in Russian). DOI: 10.24887/0028-2448- 2020-2-28-31
14. Pyatibratov PV, Zammam M, Turovskaya EA. Waterflooding optimization based on streamline modeling. *Equipment and technologies for the oil and gas complex*. 2021;(4):37–44 (in Russian). DOI: 10.33285/1999-6934-2021-4(124)-37-44
15. Vershinin VE, Ponomarev RYu, Strekalov AV. Neural network as a tool for predicting and controlling the technological regime of production wells: SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201937-MS; 2020. <https://doi.org/10.2118/201937-M>

Об авторах

ТОМСКИЙ Кирилл Олегович – к.т.н., доцент, зав. каф., ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова», докторант ИПНГ РАН, ORCID: 0000-0001-7612-5393, ResearcherID: AAR3745-2020, Scopus Author ID: 57191432762, SPIN: 8266-5598

E-mail: kirilltom@mail.ru

ИВАНОВА Мария Сергеевна – к.х.н., доцент, ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова», ORCID: 0000-0003-3272-9253, ResearcherID: 7202135803, Scopus Author ID: 7202135803, SPIN: 7978-1491

E-mail: ims.06@mail.ru

ЕГОРОВ Валентин Владимирович – зав. лаб., ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова»

About the authors

Kirill O. TOMSKY – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Head of Department, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Doctoral Candidate of the Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, ORCID: 0000-0001-7612-5393, ResearcherID: AAP3745-2020, Scopus Author ID: 57191432762, SPIN: 8266-5598

E-mail: kirilltom@mail.ru

Maria S. IVANOVA – Cand. Sci. (Chemistry), Associate Professor, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, ORCID: 0000-0003-3272-9253, ResearcherID: 7202135803, Scopus Author ID: 7202135803, SPIN: 7978-1491

E-mail: ims.06@mail.ru

Valentin V. EGOROV – head of laboratory, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University.

Вклад авторов

Томский К.О. – разработка концепции, разработка методологии, моделирование на программном продукте.

Иванова М.С. – проведение статистического анализа, выводы.

Егоров В.В. – литературный обзор, моделирование на программном продукте

Authors' contribution

Tomskiy K.O. – concept development, methodology development, modeling on a software product.

Ivanova M.S. – statistical analysis, conclusions.

Egorov V.V. – literature review, modeling on a software product.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов. Корреспондент автор имеет право и полномочия выступать от имени всех авторов по этому исследованию

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interest. Corresponding author has the right and authority to speak on behalf of all authors on this study

Поступила в редакцию / Submitted 18.07.2025

Принята к публикации / Accepted 20.08.2025