

ПРИМЕНЕНИЕ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ АЛГОРИТМОВ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ: СНЯТИЕ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ

Д.Д. Сидоренко*, А.А. Афанасьев, А.А. Мальцев, А.А. Посохов, А.А. Балантаев, М.В. Симонов

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Задача повышения эффективности разработки месторождения на поздней стадии — актуальный вызов, требующий соблюдения баланса между затратами и текущим уровнем добычи. Предлагается использовать генетический алгоритм оптимизации для выявления скважин, отключение которых позволит получить прирост добычи нефти и (или) снижение операционных затрат.

Цель. Снижение операционных затрат нефтяных месторождений за счёт решений по перераспределению добычи с помощью оптимизационных алгоритмов.

Материалы и методы. Реализован подход упрощенного моделирования системы «пласт — скважина — система сбора» с использованием оптимизационного алгоритма, целевой функцией которого является суточная добыча нефти. В данной работе применялся алгоритм предобработки и анализа исходных данных, а также алгоритм торнадо для анализа чувствительности. Исследование, моделирование и оптимизация выполнялись на основе прокси-интегрированной модели актива, адаптированной на фактические данные.

Результаты. Результатом апробации подхода является программа мероприятий по остановке и реализации ГТМ на добывающем фонде, соответствующая максимальному значению выбранной целевой функции.

Заключение. В ходе работы определено, что основными сложностями при использовании генетического алгоритма для оптимизации является большая размерность задачи и топология сети сбора. Для устранения этих сложностей создан фильтр по скважинам, а также использовалась секторная модель сети сбора. В результате генетический алгоритм в качестве лучшего варианта отключил самые обводненные скважины фонда, что является критерием корректности работы оптимизатора.

Ключевые слова: операционные затраты, lifting cost, прокси-моделирование оптимизация, генетический алгоритм, интегрированная модель актива

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликтов интересов.

Для цитирования: Сидоренко Д.Д., Афанасьев А.А., Мальцев А.А., Посохов А.А., Балантаев А.А., Симонов М.В. Применение оптимизационных алгоритмов для управления добычей: снятие инфраструктурных ограничений. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):90–97. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-90-97>

Статья поступила в редакцию 27.11.2024

Принята к публикации 12.12.2024

Опубликована 31.03.2025

APPLICATION OF OPTIMIZATION ALGORITHMS TO PRODUCTION MANAGEMENT: REMOVING INFRASTRUCTURE CONSTRAINTS

Daniil D. Sidorenko*, Alexander A. Afanasyev, Andrey A. Maltcev, Alexander A. Posokhov, Artur A. Balantaev, Maksim V. Simonov

Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The task of improving the efficiency of late-stage field development is an urgent challenge, requiring a balance between costs and current production levels. It is proposed to use a genetic optimization algorithm to identify wells whose shutdown will allow to obtain an increase in oil production and (or) reduce operating costs

Aim. Reducing optimization costs of oil fields through production reallocation decisions using optimization algorithms

Materials and methods. The approach of simplified modelling of the system 'reservoir — well — gathering system' with the use of an optimization algorithm, the target function of which is daily oil production was implemented. In this work, an algorithm for preprocessing and analyzing the input data was used, as well as the tornado algorithm for sensitivity analysis. The study, modelling and optimization were performed based on a proxy integrated asset model adapted to the actual data.

Results. The result of approbation of the approach is a program of measures for stopping and implementation of hydraulic fracturing at the producing stock, corresponding to the maximum value of the selected target function.

Conclusion. It was determined that the main difficulties in using the genetic algorithm for optimization are the high dimensionality of the problem and the topology of the acquisition network. To eliminate these difficulties, a

well filter was created and a sector model of the collection network was used. As a result, the genetic algorithm switched off the most watered wells of the fund as the best option, which is a criterion of the optimizer's correctness.

Keywords: operating costs, lifting costs, proxy modelling optimization, genetic algorithm, integrated asset model

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Sidorenko D.D., Afanasyev A.A., Maltcev A.A., Posokhov A.A., Balantaev A.A., Simonov M.V. Application of optimization algorithms to production management: Removing infrastructure constraints. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):90–97. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-90-97>

Manuscript received 27.11.2024

Accepted 12.12.2024

Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

Повышением эффективности разработки месторождения на поздней стадии является определение баланса между сохранением уровня добычи и снижением эксплуатационных затрат. В условиях наличия обводненного высококубатурного фонда добывающих скважин эффективным рычагом может стать сокращение добычи с высокой долей попутно-добываемой воды, что приводит к снижению нагрузки на инфраструктуру, и, как следствие, высвобождает потенциал низкообводненного фонда. Таким образом, при сохранении уровня добычи нефти значительно сокращается количество попутно-добываемой воды, что положительно сказывается на уровне операционных затрат.

Реализация данного подхода на крупных зрелых месторождениях с развитой и оптимизированной инфраструктурой сопряжена с несколькими вызовами:

1. инженеру сложно выделить визуально участки для сокращения добычи, которые положительно повлияли бы на систему в целом (в рамках описанного выше подхода), даже с наличием моделей-компонент или интегрированной модели;
2. необходимо ориентироваться на экономическую целесообразность;
3. расчеты крупных интегрированных моделей требуют временных и вычислительных ресурсов как для расчета, так и для анализа полученных результатов и принятия решений. При этом обстановка может зачастую меняться быстрее, чем время на обоснованно принятое решение;
4. совокупная погрешность определения дебитов, обводненности и давлений на забое, устье и в точках врезки сильно выше, чем точность вычислений, даже при условии хорошей адаптации модели на исторические параметры. Это зачастую приводит к несоответствию планируемых и фактических показателей при реализации мероприятий,

основанных на результатах проведенного моделирования.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

С помощью интегрированной модели актива и использования оптимизационного алгоритма необходимо определить, какие скважины следует отключить для получения прироста по добыче нефти за счёт эффекта снижения линейного и, как следствие, забойного давления на реагирующем фонде скважин. В качестве тестовой модели использовалась модель месторождения с действующим фондом 383 скважины, средней обводненностью по фонду 70 %.

ПРОКСИ-МОДЕЛИРОВАНИЕ

Зрелые месторождения характеризуются высокой погрешностью исходных данных, используемых при моделировании, кроме описанных ранее критичных параметров также играют роль: недостаточная изученность продуктивности скважин, дебиты газа, альтитуды нефтесборного коллектора на всем его протяжении. Это вносит ощутимую неопределенность (в совокупности с уровнем невязки)

ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ОПЕРАЦИОННЫХ ЗАТРАТ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕАЛИЗОВАН ПОДХОД УПРОЩЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ — СКВАЖИНА — СИСТЕМА СБОРА» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОПТИМИЗАЦИОННОГО АЛГОРИТМА, ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИЕЙ КОТОРОГО ЯВЛЯЕТСЯ СУТОЧНАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ.

в результат прогноза на основе моделирования. Учитывая уровень неопределенности исходных данных, всё, что возможно получить в результате вычислений оптимума целевой функции, — выявление перспективного

направления с оказывающими влияние скважинами и реагирующим фондом, которое в любом случае необходимо анализировать инженеру и подтверждать опытным путем, параллельно адаптируя модель. Поэтому за основу при решении оптимизационной задачи берется упрощенная (прокси) интегрированная модель месторождения. В данном случае можно пренебречь построением VLP (Vertical Lift Performance), определяя зависимость изменения забойного давления от линейного прямо пропорционально. Схожая ситуация справедлива и для IPR (Inflow Performance), которая представлена в виде линейной функции от коэффициента продуктивности и забойного давления. Такой подход позволяет значительно сократить время на подготовку модели и её расчёт, более того, он был подтвержден на практике на менее сложных с точки зрения разветвленности инфраструктуры месторождениях, где не требовалось привлечение оптимизационного алгоритма для автоматизации вычислений и сокращения их количества (в целях более быстрого принятия решений).

АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ

При решении данной задачи принималось, что скважина может находиться в двух состояниях: включенном или выключенном. Тогда для каждой итерации расчета возможно представить состояние фонда в виде упорядоченного списка дискретных значений, в котором 1 соответствует включенному состоянию конкретной скважины, а 0 — выключенному (формула (1)).

$$fond = [1, 0, 1, ..., 0]. \quad (1)$$

Так как генетический алгоритм в результате работы может возвращать массив дискретных значений, то удобно представить базовое состояние фонда в виде единичного массива, а каждое следующее состояние фонда будет формироваться в ходе работы алгоритма. В связи с постановкой задачи и удобством конвертации состояния фонда в массив дискретных значений в качестве метода оптимизации выбран генетический алгоритм.

Генетический алгоритм (ГА) — это эвристический метод оптимизации, использующий в своей основе принципы естественного отбора, в процессе которого решение «эволюционирует», наследуя лучшие решения предыдущих поколений [1]. В процессе работы генетический алгоритм будет совершать две основные операции: скрещивание и мутация. Скрещивание — операция, в ходе которой хромосомы обмениваются своими частями и формируются новые варианты для решения, данный процесс выражен математически в формуле (2). В контексте задачи под хромосомой подразумевается состояние всего фонда для одной итерации [2].

$$\begin{bmatrix} x_1 = [x_{11}, x_{12}, | x_{13}, x_{14}] \\ x_2 = [x_{21}, x_{22}, | x_{23}, x_{24}] \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} x_1 = [x_{21}, x_{22}, | x_{13}, x_{14}] \\ x_2 = [x_{11}, x_{12}, | x_{23}, x_{24}] \end{bmatrix}. \quad (2)$$

В общем случае x_{ij} , где i — номер хромосомы (итерации оптимизационного расчета), j — индекс скважины.

Мутация — это некоторые гены, которые могут с заданной вероятностью могут меняться внутри хромосом [2, 3] (формула (3)). Данная операция позволяет выйти из локального оптимума целевой функции. В рамках задачи геном называется состояние конкретной скважины.

$$\begin{bmatrix} x_1 = [x_{11}, x_{12}, | x_{13}, x_{14}] \\ x_2 = [x_{21}, x_{22}, | x_{23}, x_{24}] \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} x_1 = [x_{11}, x_{12}, | x_{13}, x_{24}] \\ x_2 = [x_{21}, x_{22}, | x_{23}, x_{14}] \end{bmatrix}. \quad (3)$$

НЕДОСТАТКИ АЛГОРИТМА

Основным недостатком работы алгоритма является проклятие размерности [4] (рис. 1). Количество возможных комбинаций для состояния всего фонда можно определить как 2^N , где N — количество скважин (формула (4)). Тогда время перебора всех возможных комбинаций экспоненциально зависит от количества скважин и линейно от времени расчета одной итерации.

$$t_{\text{общ}} = \alpha \cdot 2^N, \quad (4)$$

где α — время расчета одной итерации, которое зависит от сложности модели.

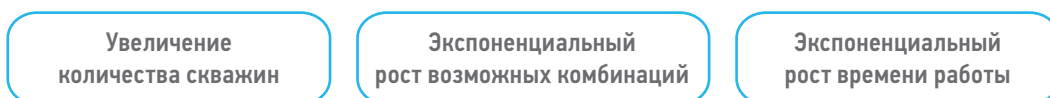


Рис. 1. Взаимосвязь времени работы алгоритма с количеством скважин. Составлено авторами
Fig. 1. Relationship between the algorithm running time and the number of wells. Compiled by the authors

В связи с тем что время работы оптимизатора чувствительно к количеству комбинаций, необходимо уменьшить количество возможных состояний фонда и снизить время расчета, что позволит генетическому алгоритму уменьшить количество возможных комбинаций для поиска оптимума. Для этого на стадии препроцессинга

формируется список скважин для потенциального отключения по алгоритму, приведенному на **рисунке 2**.

Данный алгоритм анализа и подготовки данных позволяет заранее определить, какие скважины потенциально могут быть отключены в процессе оптимизации исходя из фильтров по обводненности, дебиту

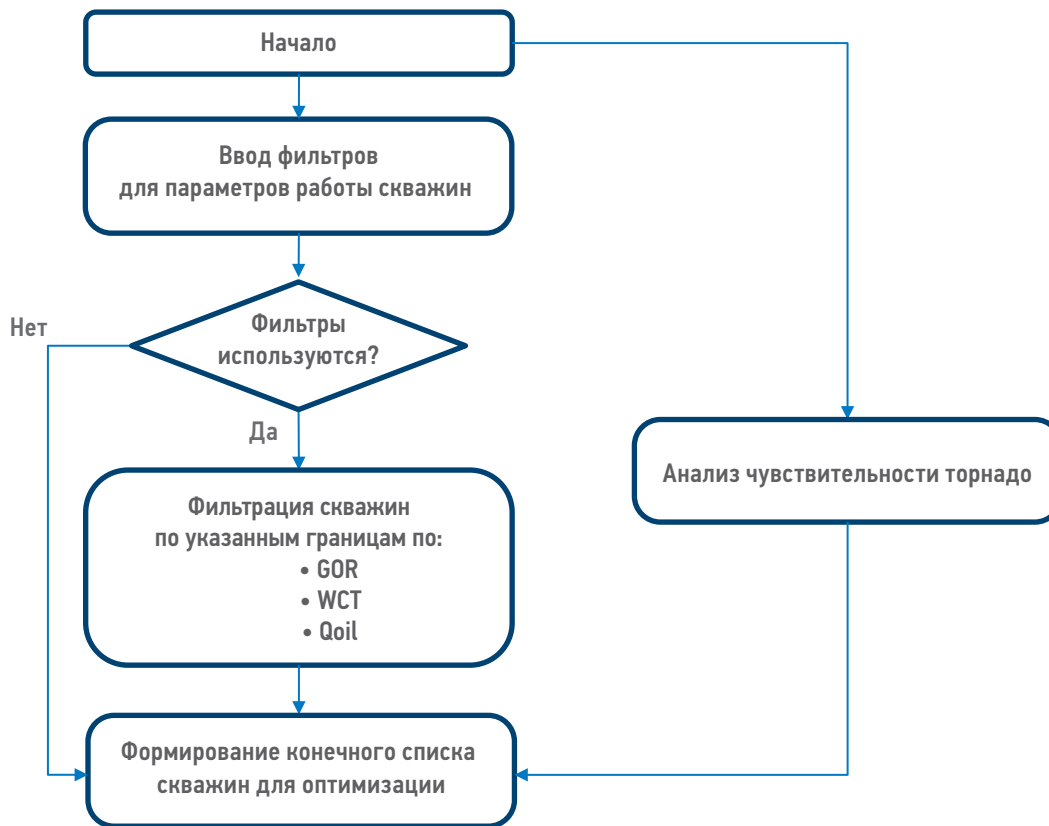


Рис. 2. Алгоритм фильтрации данных для оптимизации. Составлено авторами
Fig. 2. Data filtering algorithm for optimisation. Compiled by the authors

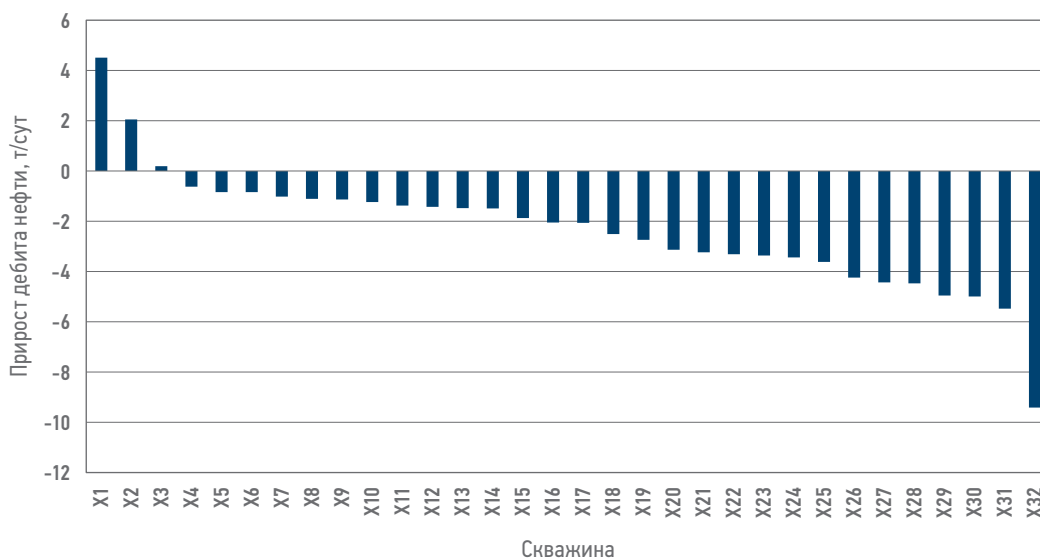


Рис. 3. Результаты анализа чувствительности для скважин с обводненностью > 97%. Составлено авторами
Fig. 3. Results of sensitivity analysis for wells with water cut > 97%. Compiled by the authors

жидкости или газовому фактору. На первом шаге вводятся фильтры по параметрам работы скважин, затем, исходя из переданных данных, формируется список скважин, который будет передаваться в оптимизационный алгоритм. Альтернативным вариантом выбора скважин является проведение анализа чувствительности. Если фильтры не используются и анализ чувствительности не проводится, то в оптимизации участвуют все скважины в модели.

АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ

Альтернативным методом снижения размерности для оптимизации является

проведение торнадо-эксперимента [5]. Данный анализ чувствительности создает $2N+1$ -мерное пространство из базового варианта и вариантов, в которых варьируется состояние одной скважины, а состояния остальных скважин остаются неизменными. С помощью такого анализа можно выявить локальное влияние каждой скважины на наземную инфраструктуру, а затем проводить оптимизацию по скважинам с положительными эффектами относительно целевой функции. Результаты торнадо-эксперимента, представленные на рис. 3, можно использовать для точечного отключения скважин.

Важно отметить, что торнадо-эксперимент показывает влияние отключения только

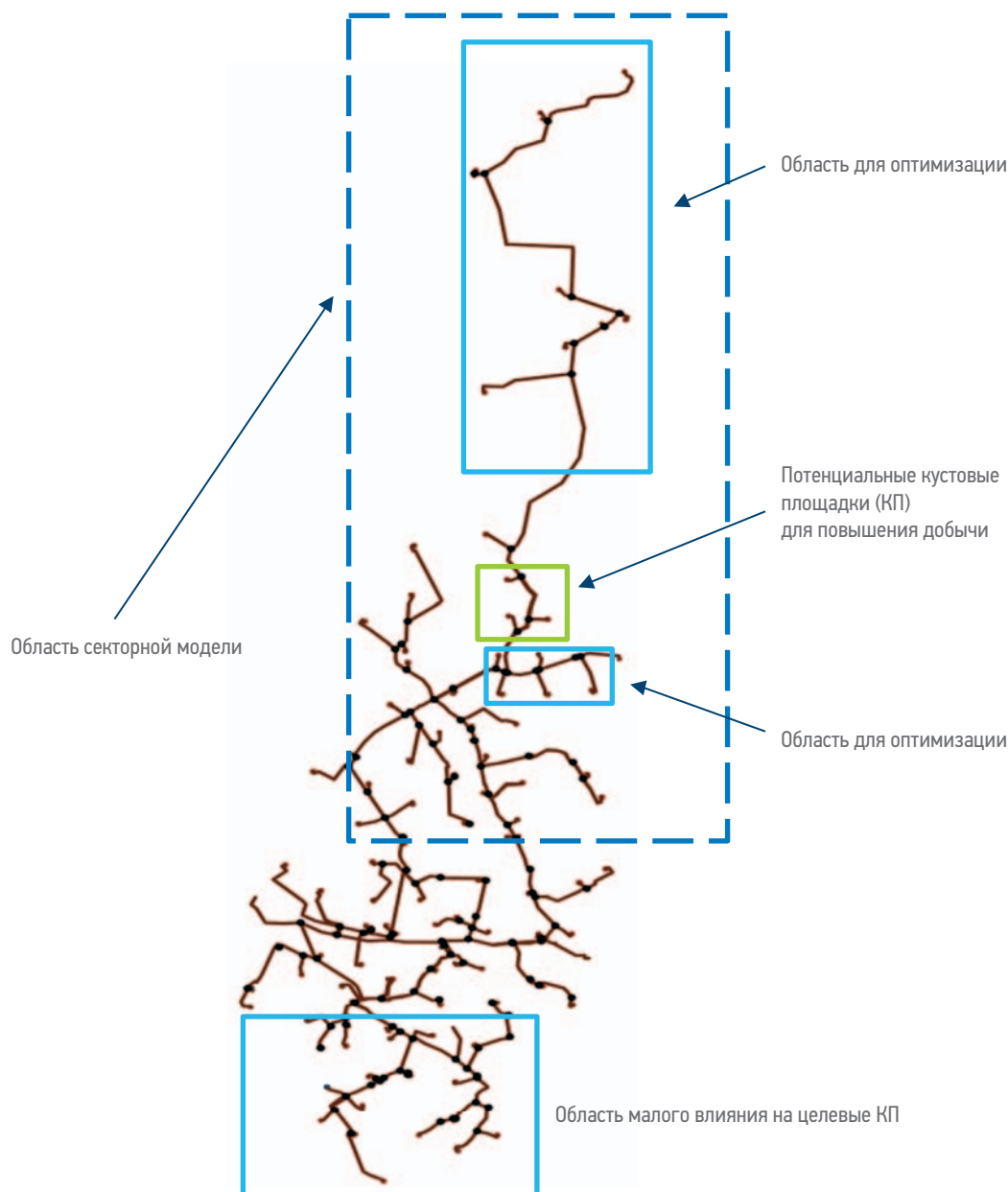


Рис. 4. Анализ топологии системы сбора. Составлено авторами
Fig. 4. Analyzing the topology of the gathering system. Compiled by the authors

одной скважины, без учета изменения остальной системы, поэтому при отключении нескольких скважин результат может отличаться. В результате проведения анализа чувствительности на тестовой модели актива были получены дополнительные приросты добычи нефти в результате отключения трех скважин по отдельности.

ОПТИМИЗАЦИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ

В процессе оптимизационных расчетов выявлено что, при работе с большим количеством скважин необходимо корректно определить границы для фильтров: если в оптимизатор передать большое количество скважин, не влияющих на целевую функцию, то возможен случай попадания в локальный минимум, но для выхода из него потребуется большое количество итераций. Такое поведение связано с тем, что при попадании в локальный минимум с большим количеством степеней свободы (возможных включений/отключений скважин), шанс изменения действительно нужной скважины для выхода из локального минимума невелик. В таком случае алгоритм будет работать неэффективно, и, как следствие, может не дать положительного результата.

Также в процессе работы и анализа алгоритма выявлено, что необходимо учитывать не только фильтры по скважинам, но и топологию системы сбора, которая приведена на рисунке 4.

Оптимизационный алгоритм может отключать скважины, которые находятся в разных частях системы. В таком случае эффект от отключения может не наблюдаться, так как влияние на интересующие кустовые площадки оказывается небольшим или же не оказывается вовсе. На рис. 4 представлена общая система сбора рассматриваемого месторождения. Потенциальный участок оптимизации находится в северо-восточной части, поэтому южная часть системы в рамках секторной оптимизации не рассматривалась. Всего в секторной модели по данным параметрам для оптимизационного расчета участвовало 54 скважины (фильтр по обводненности > 95%), процесс работы алгоритма по итерациям приведен на рисунке 5.

В результате оптимизационного расчета секторной модели получена комбинация из 23 скважин, при отключении которых добыча нефти увеличивается на 5,6 т/сут. Всего было проведено 2000 оптимизационных расчетов, которые позволили найти оптимальное решение с увеличением добычи. Полный перечень отключенных скважин приведен в таблице 1.

Анализ отключенных скважин показал, что алгоритм предлагает сценарии лучше базового, опираясь на расчеты интегрированной модели. По результатам работы можно сделать вывод, что при отключении 23 скважин с общим дебитом по нефти 20,3 т/сут система сбора и транспорта отреагирует на изменение приростом на 5,6 т/сут по нефти. Также следует обратить внимание на то, что алгоритм предлагает выключить наиболее высокообводненные скважины фонда.

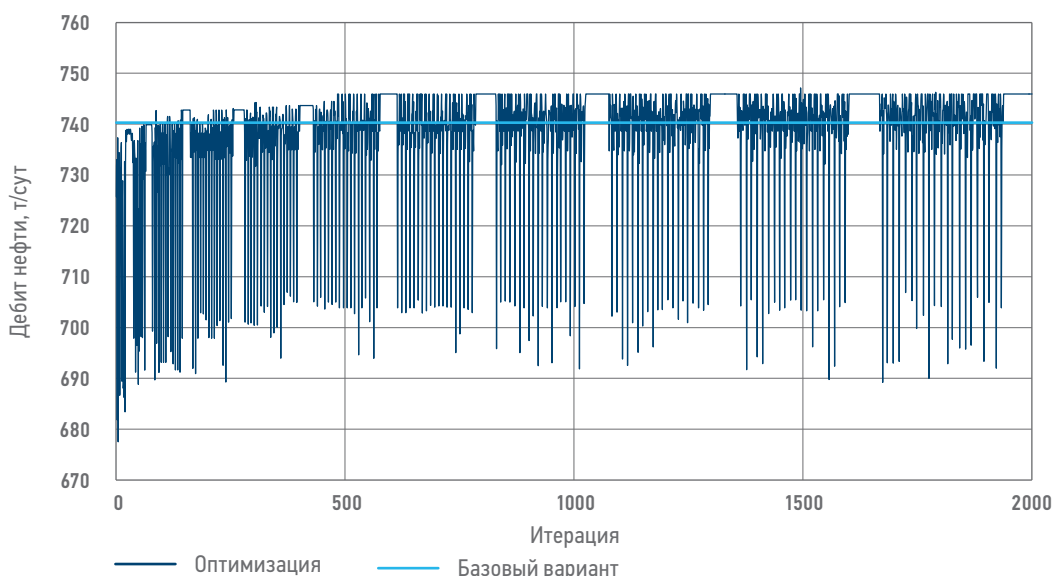


Рис. 5. Результаты процесса оптимизации секторного участка. Составлено авторами
Fig. 5. Results of the sector model optimization process. Compiled by the authors

Таблица 1. Данные по отключенным скважинам. Составлено авторами
Table 1. Data on shut-in wells. Compiled by authors

Скважина	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %
A1	0,06	63,45	99,90
A2	0,16	77,93	99,80
A3	0,55	24,23	97,74
A4	0,73	17,36	95,79
A5	0,72	37,75	98,08
A6	0,53	11,99	95,55
A7	0,59	22,47	97,40
A8	1,75	91,06	98,08
A9	0,99	20,22	95,10
A10	2,03	99,90	97,97
A11	2,46	74,18	96,68
A12	0,53	20,53	97,42
A13	0,29	10,39	97,24
A14	0,07	3,47	97,90
A15	0,13	8,54	98,47
A16	0,91	43,55	97,92
A17	0,64	28,01	97,72
A18	0,22	14,43	98,47
A19	1,28	61,47	97,92
A20	1,96	86,08	97,72
A21	1,65	74,82	97,79
A22	1,09	29,47	96,31
A23	1,01	32,27	96,89
Итог	20,3 (сумма)	953,6 (сумма)	97,56 (ср.значение)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исследования выявлено, что генетический алгоритм способен оперативно решать поставленную задачу в связке с прокси-интегрированной моделью актива. Тестирование и использование генетического алгоритма позволило определить две основные сложности, которые рекомендуется

учитывать в оптимизационных расчетах: размерность оптимизации и топология системы сбора. Размерность оптимизации возможно снизить с помощью препроцессинга данных, который описан в данной статье, а топологию системы необходимо анализировать на основе проведенных расчётов и выбирать участки оптимизации индивидуально в зависимости от конфигурации модели.

Список литературы

1. Газизов Т.Т. Методы глобальной оптимизации: учебное пособие, Томск: Издательство «В-Спектр», 2017. — 22 с.
2. Емельянов В.В., Курейчик В.В., Курейчик В.М. Теория и практика эволюционного моделирования. — М.: Физматлит, 2003.
3. Гладнов Л.А., Курейчик В.В., Курейчик В.М., Курейчик В.В. Биоинспирированные методы в оптимизации: монография. — М.: Физматлит, 2009
4. Ахтямов О.В. Оценка эффективности генетического алгоритма при изменении размерности задачи. Решетневские чтения. — Красноярск: Сибирский государственный аэрокосмический университет им. академика М.Ф. Решетнева, 2010.
5. Руководство пользователя tНавигатор. Адаптация и оптимизация. Рок Флоу Динамикс, 2024.

References

1. Gazizov T.T. Global Optimization Methods: Textbook, Tomsk: V-Spektr Publishing House, 2017. — 22 p.
2. Emelyanov V.V., Kureichik V.V., Kureichik V.M. Theory and Practice of Evolutionary Modeling. — Moscow: Fizmatlit, 2003
3. Gladkov L.A., Kureichik V.V., Kureichik V.M., Kureichik V.V. Bio-inspired methods in optimization: monograph. — Moscow: Fizmatlit, 2009
4. Akhtyamov O. V. Evaluation of the genetic algorithm efficiency when changing the problem dimensionality Reshetnev Readings. — Krasnoyarsk: Siberian State Aerospace University named after academician M.F. Reshetnev, 2010.
5. User Manual for tNavigator. Adaptation and Optimization. Rock Flow Dynamics, 2024

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.Д. Сидоренко — создал прокси-модель месторождения, разработал и протестировал оптимизационный алгоритм, разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи.

А.А. Афанасьев — оказал экспертную поддержку в создании модели, разработке алгоритма и написании статьи.

А.А. Мальцев — разработал методологию, сформулировал постановку задачи, утвердил конечную версию статьи.

А.А. Посохов — оказал экспертную поддержку в разработке методологии, создании модели и анализе результатов.

А.А. Балантаев — оказал экспертную поддержку в разработке методологии, создании модели и анализе результатов.

М.В. Симонов — оказал экспертную поддержку в разработке и использовании алгоритма.

Daniil D. Sidorenko — created a proxy model of the field, developed and tested an optimization algorithm composed the text of the article.

Alexander A. Afanasyev — provided expert support in model creation, algorithm development, and writing the article.

Andrey A. Maltcev — developed the methodology, formulated the problem statement, approved the final version of the article.

Alexander A. Posokhov — provided expert support in developing the methodology, creating the model, and analyzing the results.

Artur A. Balantaev — provided expert support in developing the methodology, creating the model, and analyzing the results.

Maksim V. Simonov — provided expert support in developing and using the algorithm.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Даниил Денисович Сидоренко* — специалист, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
E-mail: Sidorenko.DD@contractor.gazprom-neft.ru

Александр Андриянович Афанасьев — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Андрей Андреевич Мальцев — руководитель проекта по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»

Александр Александрович Посохов — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Артур Анатольевич Балантаев — главный инженер проекта, Группа компаний «Газпром нефть»

Максим Владимирович Симонов — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть»

Daniil D. Sidorenko* — Specialist, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
E-mail: Sidorenko.DD@contractor.gazprom-neft.ru

Alexander A. Afanasyev — Head of direction, Gazprom нефт company group

Andrey A. Maltcev — Product development program manager, Gazprom нефт company group

Alexander A. Posokhov — Head of direction, Gazprom нефт company group

Artur A. Balantaev — Head of direction, Gazprom нефт company group

Maksim V. Simonov — Head of the center, Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author