



ОПТИМИЗАЦИЯ ПЛАНИРОВАНИЯ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОСЕТЕВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

А.Н. ШАНДРЫГИН¹, Э.Р. САПТАРОВА^{2,*}, Т.А. МУРТАЗИН², З.Д. КАЮМОВ², В.А. СУДАКОВ²,
С.А. УСМАНОВ², Г.Д. ХАШАН², А.Н. КОЗЛОВ²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Владение 15, строение 1, ул. Газовиков, пос. Развилка, Московская обл. 142717, Россия

² ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

18, ул. Кремлевская, г. Казань 420008, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Разработка газоконденсатных месторождений (ГКМ) традиционным способом на истощение сопровождается безвозвратной потерей в пластах значительного количества конденсата и существенным снижением продуктивности газовых скважин. В настоящее время является актуальным поиск альтернативных подходов к разработке такого типа залежей с воздействием на пласт.

Цель. В мировой практике наиболее распространенный успешный опыт разработки ГКМ с воздействием на пласт связан с сайклинг-процессом для поддержания пластового давления, а также испарения углеводородов (УВ) из выпавшего конденсата в фильтрующийся через пласт сухой газ. В рамках данной работы решается задача дизайна и оптимизации сайклинга с определением доли возвращаемого в пласт сухого газа, времени начала и длительности закачки — тех параметров, от которых зависит экономическая эффективность разработки ГКМ.

Материалы и методы. Проведение серии расчетов на композиционной геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) с варьируемыми: составом газоконденсатной смеси, величиной пластового давления на момент начала закачки, ее длительностью, а также доли возврата сухого газа обратно в пласт. Создание экономической модели для расчета чистого дисконтированного дохода для каждого сценария закачки. Обучение и тестирование нейросетевой модели.

Результаты. С использованием нейросетевых технологий созданы алгоритм и программа по подбору оптимальных объемов обратной закачки газа, времени начала закачки и ее длительности, включающих этапы: воспроизведение результатов расчетов ГДМ, определение сценария и показателей закачки газа, обеспечивающих максимальную экономическую эффективность сайклинга при данных экономических условиях.

Заключение. Разработанный алгоритм и программа представляют собой инструмент для оперативного подбора оптимального для данных геолого-физических характеристик залежи, состава и свойств пластового газа, а также экономических условий варианта реализации сайклинга, который затем может быть детально проработан с использованием полномасштабной ГГДМ залежи при проектировании и управлении процесса разработки ГКМ.

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, сайклинг, гидродинамическое моделирование, нейросетевой подход

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030).

Благодарности: коллектив авторов выражает признательность организаторам III ежегодной геологической конференции «Потенциал севера Западной Сибири: ресурсы и технологии», а также редакторам журнала «Известия высших учебных заведений. Геология и разведка» за возможность публикации данной работы.

Для цитирования: Шандрыгин А.Н., Саптарова Э.Р., Муртазин Т.А., Каюмов Э.Д., Судаков В.А., Усманов С.А., Хашан Г.Д., Козлов А.Н. Оптимизация планирования сайклинг-процесса на газоконденсатных месторождениях с применением нейросетевых технологий. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(3):74—85. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-74-85> EDN: [IDCRAH](https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-74-85)

Статья поступила в редакцию 23.07.2025

Принята к публикации 26.09.2025

Опубликована 30.09.2025

* Автор, ответственный за переписку

OPTIMIZATION OF CYCLING PROCESS PLANNING AT GAS CONDENSATE FIELDS USING NEURAL NETWORK APPROACH

ALEXANDER N. SHANDRYGIN¹, ZALINA R. SAPTAROVA^{2*}, TIMUR A. MURTAZIN², ZUFAR D. KAYUMOV²,
SERGEY A. USMANOV², VLADISLAV A. SUDAKOV², ALEXEY N. KOZLOV²

¹ Gazprom VNIIGAZ

15, bld. 1, Gazovikov str., Razvilka village, Moscow region 142717, Russia

² FSAEI HE “Kazan (Volga Region) Federal University”

18, Kremlevskaya str., Kazan 420008, Russia

ABSTRACT

Background. The development of gas condensate fields (GCF) using conventional depletion-based approaches is accompanied by the irreversible loss of significant amounts of condensate within the reservoir and a substantial decline in gas well productivity. Currently, the search for alternative approaches to developing this type of reservoirs, involving reservoir management techniques, is a high-priority objective.

Aim. Gas cycling is an approach for GCF development, involving reservoir management, which is widely and successfully applied in global practice. This approach aims to maintain reservoir pressure and vaporize hydrocarbons from the condensed liquid back into the dry gas that flows through the reservoir. In this work, we address the problem of designing and optimizing gas cycling by determining the fraction of dry gas to be returned to the reservoir, the start time of injection, and the injection duration — the parameters that govern the economic effectiveness of GCF development.

Materials and methods. A series of simulations were performed using a compositional reservoir model, with variations in the composition of the gas condensate mixture, the reservoir pressure at the start of injection, the injection duration, and the fraction of dry gas returned to the reservoir. An economic model to calculate the net present value for each injection scenario was created. A neural network model was trained and tested.

Results. Neural network technologies were used to develop an algorithm and a software program to select the optimal volume of gas reinjection, the start time of injection, and its duration. The steps include reproducing the results of the reservoir simulations and determining the scenario and parameters of gas injection that provide maximum economic efficiency of the gas cycling process under given economic conditions.

Conclusion. The developed algorithm and software program represent a tool for a prompt selection of the optimal gas cycling implementation option for given geological and physical characteristics of the reservoir, the composition and properties of the reservoir gas, as well as economic conditions. This option can be further elaborated in detail using a full-scale reservoir model during the design and management of the GCF development process.

Keywords: gas condensate field, cycling, reservoir simulation, neural network approach

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

Financial disclosure: this paper has been supported by the Kazan Federal University Strategic Academic Leadership Program (PRIORITY-2030).

Acknowledgments: the authors express their gratitude to the organizers of the 3rd Annual Geological Conference “Potensial severa Zapadnoy Sibiri: resursy i tekhnologii” (“Potential of the North of Western Siberia: Resources and Technologies”), as well as to the editors of the journal “Izvestiâ vysših učebnyh zavedenij. Geologîa i razvedka” (“News of higher educational institutions. Geology and exploration”) for the opportunity to publish this work.

For citation: Shandrygin A.N., Saptarova Z.R., Murtazin T.A., Kayumov Z.D., Usmanov S.A., Sudakov V.A., Kozlov A.N. Optimization of cycling process planning at gas condensate fields using neural network approach. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):74—85. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-74-85>
EDN: [IDCRAH](https://www.edn.ru/IDCRAH)

Manuscript received 23 July 2025

Accepted 26 September 2025

Published 30 September 2025

* Corresponding author

Эффективная добыча конденсата из газоконденсатных месторождений с высоким начальным содержанием тяжелых углеводородов (фракции C5+ с концентрацией свыше 250—300 г/м³) представляет собой сложную задачу. Практический опыт разработки таких месторождений демонстрирует, что коэффициент извлечения конденсата (КИК) редко превышает 30—40% [3, 4, 8, 10, 12]. Такая низкая эффективность обусловлена выпадением в пластах ретроградного конденсата, состоящего в основном из тяжелых фракций — высокомолекулярных углеводородных компонентов, и невозможности мобилизации и вытеснения ретроградного конденсата из пластов при разработке залежей на истощение пластовой энергии. Ретроградный конденсат остается неподвижным практически на всем протяжении разработки месторождения в силу низкой фазовой насыщенности им пласта, существенно меньшей насыщенности, отвечающей порогу его подвижности¹. Как отмечается в статьях [3, 12], движение конденсата в основном происходит только в призабойных зонах пласта, фактически в радиусе воронки депрессии. Вследствие этого значительная часть начальных запасов высокомолекулярных углеводородов остается в пласте в виде трудноизвлекаемых остаточных запасов.

Для обеспечения полноты извлечения конденсата из газоконденсатных залежей и достижения высоких значений КИК необходимо привлечение методов воздействия на пласт, позволяющих

поддерживать пластовое давление на уровне давления начала конденсации пластовой газоконденсатной смеси или немногим ниже его. В настоящее время, по существу, единственным таким методом воздействия является сайклинг-процесс, заключающийся в поддержании пластового давления путем закачки сухого газа в продуктивный горизонт и позволяющий предотвратить ретроградную конденсацию пластового газа в призабойной зоне пласта и тем самым увеличить коэффициент извлечения. Кроме того, применение сайклинг-процесса оправдано в ряде случаев разработки месторождений в условиях отсутствия инфраструктуры для транспорта газа с месторождения, позволяя сохранять запасы газа до момента их реализации.

Как отмечается в статьях [8, 13], промышленная разработка газоконденсатных месторождений (ГКМ) в России ведется исключительно на истощение, хотя, как показывают исследования, применение технологии сайклинг-процесса при современных ценах на углеводородное сырье и нынешних налоговых льготах может являться экономически привлекательным. Так, с 2011 года введены поправки в Налоговый кодекс РФ, согласно которым к объемам природного газа, закачиваемого обратно в пласт при добыче конденсата, впервые в российской практике может применяться нулевая ставка налога на добычу [5, 6].

За рубежом ситуация с реализацией сайклинг-процесса отличается от существующей в нашей стране практики. Впервые технологию

¹ В широком диапазоне потенциального содержания конденсата в пластовом газе насыщенность им порового пространства пластов составляет не более 2—15%, тогда как насыщенность, отвечающая порогу его подвижности для терригенных горных пород с высокой проницаемостью, может составлять 20—25% и выше, а для низкопроницаемых пород — от 30 до 60%.

обратной закачки газа начали использовать в годы Второй мировой войны в США и Канаде. На 1944 год в США разрабатывали 244 газоконденсатных месторождения, закачка осуществлялась на тех из них, где содержание конденсата составляло 150—180 г/м³, в послевоенное время планка по содержанию конденсата в пластовом газе для применения сайклинг-процесса повысилась до 250—300 г/м³ ввиду заметного изменения структуры потребления углеводородов. В таблице 1 приведены некоторые более конкретные примеры внедрения обратной закачки газа за рубежом [1, 11], среди которых указано также крупнейшее по запасам газа месторождение Арун в Индонезии, на котором даже при относительно невысоком значении ПС5+ достигнутый КИК составляет 95% [16].

На эффективность сайклинга могут повлиять множество факторов: геологическое строение залежи и фильтрационно-емкостные свойства пластов, характеристики самой пластовой газоконденсатной системы, а также технологические параметры, такие как объем закачиваемого газа, время начала и продолжительность закачки, которые важно учитывать при внедрении сайклинга. Так, в работе [2] при оценке эффективности сайклинг-процесса учитывались как время начала закачки, так и объемы закачки (уровни компенсации). Длина ствола горизонтальных скважин, их количество учтены в расчетах [5, 13] на примере Термокарстового месторождения, соотношение числа нагнетательных и добывающих скважин — в работах [7, 9, 17]. Кроме того,

Таблица 1. Примеры реализации сайклинга на газоконденсатных месторождениях в мире
Table 1. Worldwide examples of cycling on gas condensate fields

Месторождение	Геологические особенности	Особенности закачки	Эффект
La Gloria США	<ul style="list-style-type: none"> Нач. запасы газа — 3,9 млрд м³ (небольшие) ПС5+ 110 г/см³ (низкое) Высокий Кпр, Кп 	<ul style="list-style-type: none"> Старт сайклинга практически с начала разработки (1941 г.) длительностью 8 лет Квоз 97% 	<ul style="list-style-type: none"> КИК сайклинг — 68% КИК при последующем истощении — 20,8%
Arun Индонезия	<ul style="list-style-type: none"> Нач. запасы газа — 481 млрд м³ ПС5+ 255 г/м³ Высокое нач. пластовое давление — 49 МПа 	<ul style="list-style-type: none"> Старт сайклинга практически с начала разработки (1977 г.) длительностью 20 лет Суммарно обратная закачка составила 142 млрд м³ (30% от нач. запасов) 	<ul style="list-style-type: none"> КИК 95%
Sleipner Ost Норвегия	<ul style="list-style-type: none"> Нач. запасы газа — 59 млрд м³ Высокий Кпр Офшор, насыщенная залежь 	<ul style="list-style-type: none"> Старт сайклинга практически с начала разработки (1994 г.) 	<ul style="list-style-type: none"> КИК (2007 г.) — 76% КИК (истощение, ожидаемый) — 50%
North Brae Англия	<ul style="list-style-type: none"> Нач. запасы газа — 23 млрд м³ КГФ высокий (порядка 900 г/м³) Высокий Кпр (360 мД) Офшор, недонасыщенная залежь 	<ul style="list-style-type: none"> Старт сайклинга с начала разработки (1988 г.) 	<ul style="list-style-type: none"> КИК (1991 г.) — 66% КИК (2003 г.) — 75%
Новотроицкое Украина	<ul style="list-style-type: none"> ПС5+ 455 г/м³ Нач. запасы газа — 11,6 млрд м³ 	<ul style="list-style-type: none"> Предварительная разработка на истощение (7 лет) Закачка сухого газа начата в 1981 г. 	<ul style="list-style-type: none"> КИК на период истощения — 13% КИК после сайклинг — 23% (1987 г.)
Тимофеевское Украина	<ul style="list-style-type: none"> ПС5+ 366 г/м³ Нач. запасы газа — 18,4 млрд м³ Песчаный коллектор, высокие Кпр 	<ul style="list-style-type: none"> Предварительная разработка на истощение (15 лет) Закачка сухого газа начата в 1993 г. 	<ul style="list-style-type: none"> КИК после сайклинга — 48% (2017 г.) — доп. добыча конденсата 500 тыс. т
Карачаганак Казахстан	<ul style="list-style-type: none"> ПС5+ >400 г/м³ Нач. запасы газа — 1,3 млрд м³ Неоднородный карб. коллектор, наличие кислых примесей Недонасыщенная залежь (10 МПа) 	<ul style="list-style-type: none"> Предварительная разработка на истощение (19 лет) Закачка сухого газа начата в 2004 г. 	<ul style="list-style-type: none"> По состоянию на 2020 г. добыто около 13,6% ЖУВ, 12,9% газа

при выборе оптимального сценария обратной закачки газа специалисты учитывают не только потенциальные технологические показатели разработки, но и экономические параметры от реализации технологии и, в первую очередь, чистый дисконтированный доход (иначе — ЧДД или NPV). Известно, что главными сдерживающими факторами реализации сайклинг-процесса могут служить длительная консервация запасов газа, значительные капитальные вложения на компрессорные мощности, затраты на бурение нагнетательных скважин.

В рамках данной работы представляются результаты разработки подходов к созданию нейросетевой модели для поиска наиболее экономически эффективного варианта реализации сайклинг-процесса для любых геолого-промысловых условий эксплуатации газоконденсатных месторождений. Актуальность такой работы связана с необходимостью оптимизации разработки газоконденсатных месторождений и достижения максимально возможных объемов добычи конденсата. Предлагаемый подход предполагает выполнение двух этапов исследований: 1) определение оптимальных с точки зрения чистого дисконтированного дохода (ЧДД или NPV) технологических параметров закачки (*коэффициента возврата, времени начала закачки и длительности закачки газа*) при варьируемых исходных геолого-физических характеристиках пласта и свойствах пластовых флюидов; 2) определение оптимального числа нагнетательных/добывающих скважин и схемы их размещения на площади залежи.

Настоящая статья освещает результаты первого этапа работ и включает в себя решение следующих задач: построение секторной модели двухфазной многокомпонентной фильтрации, включающей добывающую и нагнетательную скважины; проведение серии расчетов при различных геолого-физических параметрах пласта и компонентного состава пластового флюида, а также исходных технико-экономических данных; обучение нейросетевой модели по данным, полученным в результате расчетов на ГДМ; создание экономической модели, учитывающей ключевые статьи расходов на реализацию закачки газа и добычи углеводородов; оптимизация параметров разработки для обеспечения максимального значения NPV.

Материалы и методы

Гидродинамическая модель

С целью изучения процессов поддержания пластового давления газоконденсатной

залежи и частичного испарения выпавшего в пластах ретроградного конденсата при обратной закачке добытого и осушенного газа (сайклинг-процесс), а также определения влияния геолого-технологических факторов на эффективность сайклинг-технологии была разработана секторная композиционная гидродинамическая модель (ГДМ), включающая две вертикальные скважины (добывающую и нагнетательную). В период отсутствия закачки нагнетательная скважина переводится в добычу. ГДМ реализована в программном комплексе т-Навигатор (IPM). На рисунке 1 представлен общий вид 3D-модели (слева) и пример карты насыщенности конденсатом (справа) на один из моментов разработки залежи при осуществлении сайклинг-процесса с понижением давления относительно начального пластового давления.

Основные характеристики ГДМ следующие: размеры секторной модели — 400×1250×20 м; неравномерная трехмерная сетка, составленная на основе исходной пятиточечной сетки с размерами ячеек по X и Y — 50 м, по Z — 2 м.

Использовано уравнение General Pseudo Pressure — GPP, позволяющее учесть эффекты, сопровождающие процесс разработки газоконденсатной залежи:

- нелинейный характер изменения подвижности газоконденсатной смеси, обладающей высокими значениями сжимаемости, вследствие которой наблюдается высокая изменчивость вязкости и плотности в зависимости от текущего пластового давления;
- влияние выпадения конденсата в призабойной зоне скважины на продуктивность скважины при снижении давления ниже давления начала конденсации.

Как отмечается в статье [14], для размера ячеек 5×5 м допустимо использование и стандартного уравнения притока, но для более крупных ячеек с целью корректного учета обозначенных ранее эффектов в радиусе вокруг ствола скважины гораздо меньшем, чем размер самой вскрытой ячейки, рекомендуется использовать GPP.

Количество слоев в модели принималось равным 10. Рассматривалась газоконденсатная система предельного типа насыщения. Кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) определены на основе данных керновых исследований, проведенных на месторождении X в Западной Сибири (рис. 2). Вертикальная проницаемость по слоям задана 0, чтобы исключить влияние гравитационного эффекта. В качестве

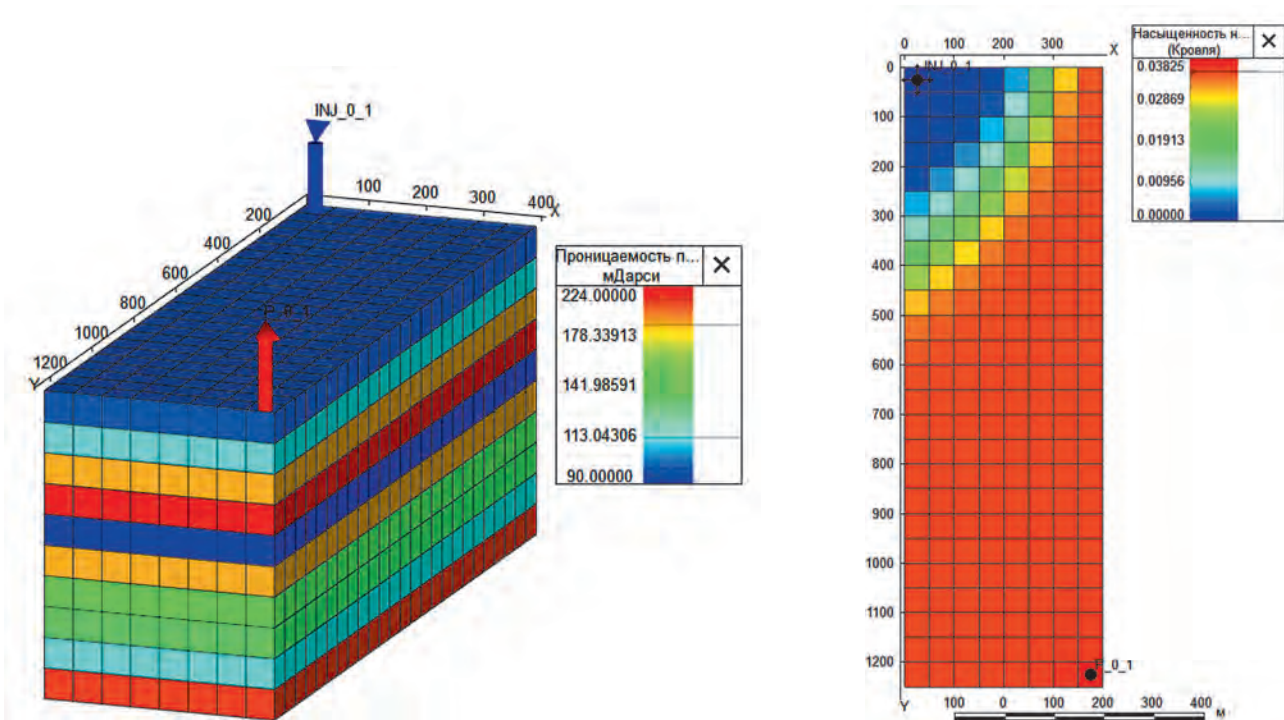


Рис. 1. ГДМ: 3D-вид модели (слева) и карта насыщенности конденсатом на временном шаге «n» (справа)
 Fig. 1. Reservoir simulation: 3D (left) and condensate saturation map on the timestep “n” (right)

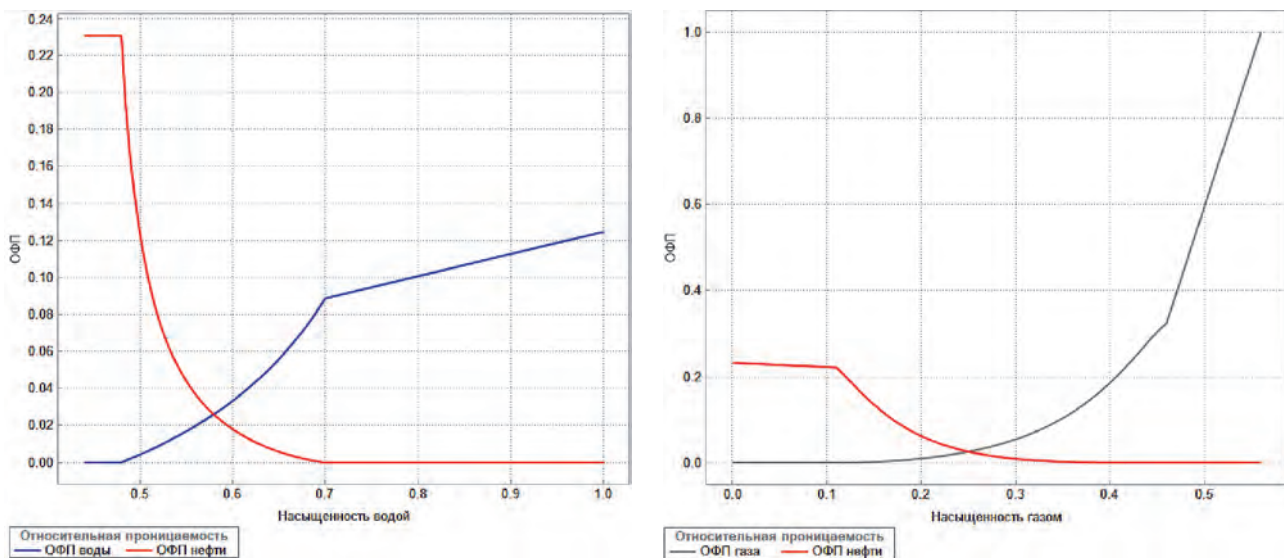


Рис. 2. ОФП систем конденсат-вода (слева), газ-конденсат (справа), принятые в модели
 Fig. 2. Relative permeability curves in the system condensate-water (left), gas-condensate (right) used in the model

агента закачки используется сухой газ с последней низкотемпературной ступени сепарации (-60 °С, 1 атм), обеспечивающей более полное отделение тяжелых компонентов от сухого газа и предотвращающей их повторное поступление обратно в пласт; полная продолжительность расчетов — 20 лет.

С целью анализа влияния различных геологических условий коллектора и свойств пластового флюида, а также технологических и экономических параметров на реализацию сайклинг-процесса проведены многовариантные расчеты в гидродинамическом симуляторе при варьируемых исходных данных. Среди геологических факторов

выделены два основных: потенциал газоконденсатной смеси (далее — ПС5+, г/м³) и степень неоднородности пласта, выраженная коэффициентом Дийкстра — Парсона (ДП), который, в свою очередь, зависит от распределения проницаемости по слоям (количество слоев в модели — 10) и соотношения проницаемостей, где 1 — максимально неоднородный коллектор: 0, 0,06, 0,54, 0,85. Средняя проницаемость для всех случаев неоднородности пласта составляет 150 мД.

Состав газоконденсатных смесей получен путем проведения CVD-теста (Constant Volume Depletion — неполный аналог теста по дифференциальной конденсации) для исходной газоконденсатной пластовой смеси с ПС5+ на сухой газ 401 г/м³. В результате подобраны три исследуемых состава газоконденсатных смесей с ПС5+ 263, 353, 401 г/м³ с давлениями начала конденсации 258, 303 и 350 бар соответственно. Системы с меньшим значением ПС5+ не рассматривались, так как предполагалось, что при более низком значении ПС5+ сайклинг экономически нерентабелен. Для более «легкой» смеси (ПС5+ 263 г/м³) максимальный относительный объем выпавшей жидкости (аналог насыщенности в случае пласта) составляет 0,06, для состава с ПС5+ 353 г/м³ — 0,11 и для более тяжелого состава с ПС5+ 401 г/м³ — 0,12.

С точки зрения дизайна закачки рассмотрен широкий диапазон коэффициентов возврата (далее — Квоз) газа — от 0 (вариант разработки на истощение) до 100% (весь газ закачивается обратно в пласт). Кроме того, принято во внимание, что осуществление сайклинга на месторождении может проводиться не с началом его разработки, а спустя какое-то время разработки на истощение. В связи с этим рассмотрены варианты по различному уровню текущего пластового давления (далее — Рпл тек) на момент закачки — 80, 90 и 100% от начального пластового. Еще одним технологическим параметром, учтенном в рамках данной работы, является длительность закачки в вариантах 5, 10, 15 и 20 лет, по истечении которых способ разработки месторождения переходит на истощение.

Экономическая модель

Оптимальный сценарий сайклинг-процесса для объекта подбирался исходя из наиболее высокого значения чистого дисконтированного дохода (ЧДД, или NPV). Расчет NPV проводился на основе подхода, описанного в статье [15]. В данном упрощенном подходе к экономическим расчетам капитальные вложения определялись в соответствии с удельными затратами

в разрезе следующих расходов: на бурение скважин, оборудование скважин для газодобычи; сбор и транспорт газа и конденсата; оборудование для подготовки газа к дальнейшему транспорту; строительство дожимных компрессорных станций и компрессорных станций для закачки газа.

Расчет эксплуатационных расходов складывался из условно-постоянных и условно-переменных затрат. В условно-переменные расходы включали затраты на электроэнергию для добычи углеводородов; подготовки, транспортировки углеводородов и закачки газа.

Нейросетевая модель и алгоритмы оптимизации

Архитектура нейросетевой модели представляет собой многослойный перцептрон (MLP), состоящий из трех последовательно соединенных полносвязных слоев (fully connected). Общая схема архитектуры модели приведена на рисунке 3. Первый (входной) содержит 64 нейрона, второй — 32. На каждом этапе применяется функция активации ReLU. Используются слои Dropout с вероятностью отключения слоя 30% (для повышения обобщающей способности и снижения риска переобучения).

На следующем этапе после обучения нейросетевой модели решается задача максимизации значения NPV за счет подбора оптимальных параметров сайклинг-процесса, при этом фиксируемыми параметрами служат фильтрационно-емкостные свойства пласта, степень его неоднородности в соответствии с коэффициентом ДП, а также значение ПС5+. В качестве оптимизируемых используются: P — текущее пластовое давление в момент начала закачки газа; k_{voz} — коэффициент возврата; $years_before_inj$ — момент старта закачки; $years_inj$ — продолжительность закачки. Оптимизационный метод (dual_annealing) — глобальный стохастический оптимизатор, подходящий для задач с несколькими экстремумами и нелинейными зависимостями. В результате работы алгоритма на выходе получаем оптимизированный сценарий закачки, учитывающий технико-экономические показатели, особенности пласта и динамику закачки.

Результаты и обсуждение

Для оценки качества прогнозной способности модели построены кросс-плоты (scatter plots), где по оси X — фактические значения из ГДМ, а по оси Y — предсказанные нейросетью. Критерий точности основан на условии: прогноз

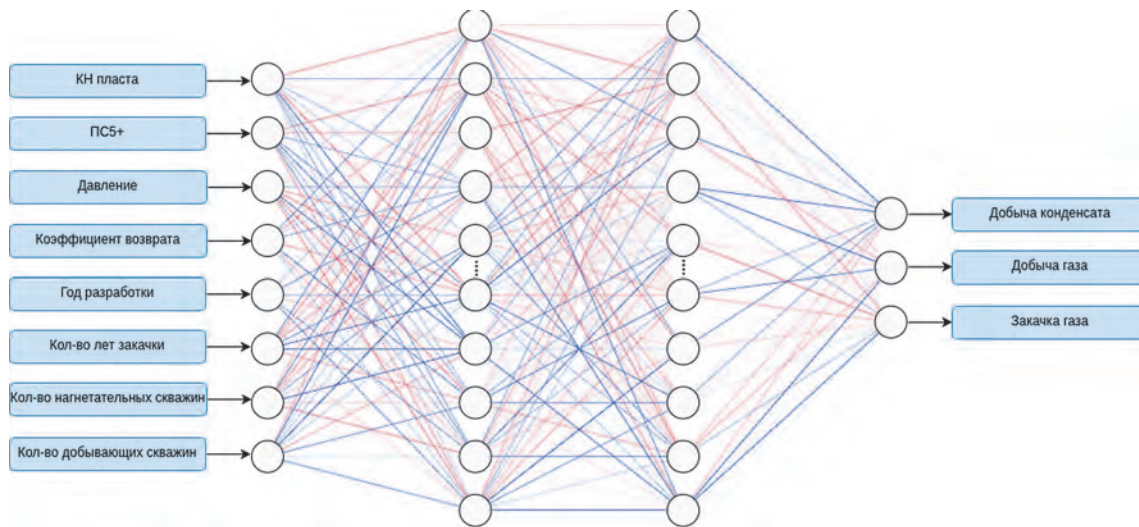


Рис. 3. Общая схема архитектуры нейросетевой модели
 Fig. 3. General diagram of the neural network model architecture

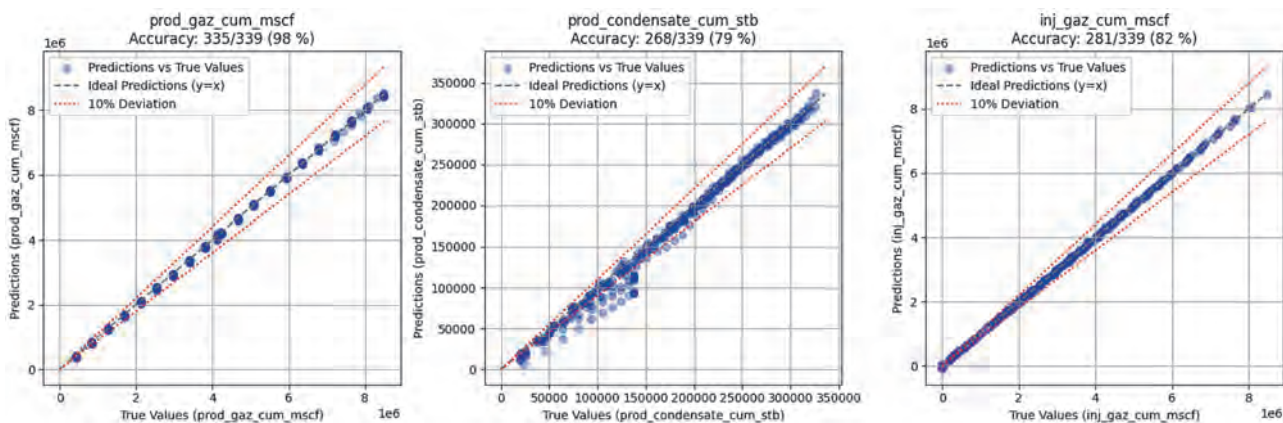


Рис. 4. Кросс-плоты, демонстрирующие точность прогнозов параметров нейросетевой моделью (слева направо: накопленная добыча газа, накопленная добыча конденсата, накопленная закачка газа)
 Fig. 4. Cross-plots demonstrating the accuracy of neural network model predictions (from left to right: cumulative gas production, cumulative condensate production, cumulative gas injection)

признается успешным, если относительное отклонение от фактического значения не превышает 10%. Результаты на тестовой выборке показывают среднюю точность по трем признакам 86%. Это означает, что в среднем 86% всех прогнозов модели укладываются в диапазон $\pm 10\%$ от значения, рассчитанного в ГДМ (рис. 4).

В качестве примера работы алгоритма в таблице 2 приведены результаты для различных случаев степени неоднородности пласта и состава с ПС5+ 200 г/м³.

Из результатов видно, что в случае более низкого ПС5+ и повышенной степени неоднородности пласта более перспективными становятся

варианты разработки на истощение. Стоит отметить, что степень точности предсказаний зависит от вводных параметров в экономической модели — чем больше параметров в ней учтено с точки зрения поверхностного обустройства и чем более близкие к реальности задаются значения параметров в экономической модели, тем результаты точнее отражают действительность.

Заключение

Выполнены многофакторные расчеты показателей сайклинг-процесса в газоконденсатном пласте на секторной модели газоконденсатной залежи. Разработан предварительный вариант алгоритма

Таблица 2. Результаты работы алгоритма для различных начальных условий залежи
Table 2. Results of the algorithm for different initial conditions of the deposit

КН (ДП)	PS5	P	k_voz	years_inj	years_before_inj	npv	prod_gaz_cum_mscf	prod_ccondensate_cum_stb	inj_gaz_cum_mscf
0	200	100	100	17	0	4,3E + 0,8	7 893 717,5	311 240,3125	6960748
0,06	200	100	100	17	0	4,2E + 0,8	7 903 555	298 045,5	6969176
0,54	200	95	0	11	0	4E + 0,8	5 066 520	141 857,5156	824675
0,85	200	95	0	16	0	4,3E + 0,8	5 824 318	141 935,6406	1161624

на базе нейросетевых технологий, который с высокой точностью (86 %) для данных геолого-физических характеристик залежи и свойствах пластовых флюидов определяет оптимальные показатели сайклинг-процесса в газоконденсатных залежах без применения гидродинамической модели. Полученный алгоритм позволяет прогнозировать наиболее экономически эффективный для конкретного

случая дизайн и параметры закачки газа при проведении сайклинг-процесса, включая коэффициент возврата газа, время начала и длительность закачки газа, с возможностью их дальнейшей детальной проработки на полномасштабной геолого-гидродинамической модели залежи при проектировании и управлении процессом разработки газоконденсатного месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахметжан С.З., Купешова А.С., Сабитов А.К., Нурсултанов Е.К., Айшов Н.К. Современное состояние вопросов нагнетания газа обратной закачки на месторождении Карачаганак. Устойчивое инновационное развитие: проектирование и управление. 2022. Т. 18. № 3(56). С. 7—15.
2. Волженина Д.А., Шарф И.В., Сабанчин И.В. Анализ эффективности применения сайклинг-технологии при разработке залежей газового конденсата. Известия ТПУ. 2020. № 5. С. 18—27.
3. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Шандрюгин А.Н., Подюк В.Г. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. М.: Недра, 1997. 364 с.
4. Качалов В.В., Сокотущенко В.Н., Земляная Е.В., Волохова А.В. Обзор методов повышения компонентоотдачи при разработках газоконденсатных месторождений. Наука. Инновации. Технологии. 2019. № 3. С. 19—48.
5. Колбиков С.В., Прокаев В.А. Оценка влияния двойного налогообложения на эффективность разработки газоконденсатных месторождений с использованием сайклинг-процесса. Недропользование XXI век. 2009. № 3. С. 76—80.
6. Люгай А.Д. Повышение компонентоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений с высоким содержанием неуглеводородных компонентов (на примере Астраханского ГКМ): автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2016. 26 с.
7. Макаров Е.С., Юшков А.Ю., Романов А.С. Исследование способов дополнительного извлечения газоконденсата из ачимовских пластов на гидродинамической модели. Вестник Тюменского государственного университета. Нефть, газ, энергетика. 2017. Т. 3. № 1. С. 79—90. DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-1-79-90
8. Чебан С.Е., Мулявин С.Ф. Повышение коэффициента извлечения конденсата с помощью технологии сайклинг-процесса. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2016. № 2. С. 86—92. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-86-92
9. Юшков А.Ю., Макаров П.В. Оценка вариантов сайклинга на ачимовских пластах Уренгойского месторождения. Нефтепромысловое дело. 2015. № 4. С. 38—53.
10. Abbasov Z.Y., Fataliyev V.M. The effect of gas-condensate reservoir depletion stages on gas injection and the importance of the aerosol state of fluids in this process. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016. No. 31. P. 779—790. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.079
11. Burachok O. Enhanced Gas and Condensate Recovery: Review of Published Pilot and Commercial Projects. Nafta-Gaz. 2021. Vol. 1. P. 20—25. DOI: 10.18668/NG.2021.01.03
12. Doroshenko V., Titlov A.O. Development of technology of gas condensate extraction from the formation in the conditions of retrograde condensation. Technology audit and production reserves. 2021. No. 1/3(57). P. 12—15. DOI: 10.15587/2706-5448.2021.225212
13. Kolbikov S.V. Gas-Condensate Recovery For The Low Permeable Sands, Gas Cycling Efficiency. SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. Moscow, Russia, 2010. SPE 136380. DOI: 10.2118/136380-MS
14. Sharafutdinov R., Tyurin V., Fateev D., Skvortsov S., Dolgikh Yu., Tokarev D., et al. Practical Application of High-Resolution Reservoir Simulation and High-Performance Computing for Accurate Modeling of Low Permeability Gas Condensate Reservoirs Production. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Russia, 2019. DOI: 10.2118/196916-MS
15. Siddiqui M.A.Q., Alnuaim S., Khan R. Stochastic Optimization of Gas Cycling in Gas Condensate Reservoirs. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. UAE, 2014. SPE-172107-MS 2014 10.2118/172107-MS.

16. *Suhendro S.* Review of 20 Years Hydrocarbon Gas Cycling in the Arun Gas Field. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Indonesia, 2017. SPE-186280-MS. DOI: 10.2118/186280-MS
17. *Udovchenko O., Blicharski J., Matiishyn L.* A Case Study of Gas-Condensate Reservoir Performance with Gas Cycling. Archives of Mining Sciences. 2024. No. 9 (1). P. 25—49. DOI: 10.24425/ams.2024.149825

REFERENCES

1. Akhmetzhan S.Z., Kupeshova A.S., Sabitov A.K., Nursultanov E.K., Aishov N.K. Current state of gas re-injection issues at the Karachaganak field. Sustainable Innovative Development: Design and Management, 2022, Vol. 18, No. 3(56), P. 7—15 (In Russ.).
2. Volzhenina D.A., Sharf I.V., Sabanchin I.V. Analysis of the efficiency of using cycling technology in the development of gas condensate deposits. TPU Bulletin, 2020, No. 5, pp. 18—25 (In Russ.).
3. Gritsenko A.I., Ter-Sarkisov R.M., Shandrygin A.N., Podyuk V.G. Methods for increasing the productivity of gas condensate wells. Moscow: Nedra Publ., 1997. 364 p. (In Russ.).
4. Kachalov V.V., Sokotuschenko V.N., Zemlyanaya E.V., Volokhova A.V. Review of methods for increasing component recovery in the development of gas condensate fields. Science. Innovations. Technologies, 2019. No. 3. P. 19—48 (In Russ.).
5. Kolbikov S.V., Prokaev V.A. Evaluation of the impact of double taxation on the efficiency of gas condensate field development using the cycling process. Subsurface Management in XXI century, 2009. No. 3. P. 76—80 (In Russ.).
6. Lyugay A.D. Increasing component recovery in the development of gas condensate fields with high content of non-hydrocarbon components (using the Astrakhan gas condensate field as an example). Cand. techn. sci. diss. Moscow, 2016. 26 p. (In Russ.).
7. Makarov E.S., Yushkov A.Yu., Romanov A.S. Study of methods for additional extraction of gas condensate from Achimov formations on a hydrodynamic model. Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Oil, gas, energy. 2017. Vol. 3. No. 1. P. 79—90 (In Russ.). DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-1-79-90
8. Cheban S.E., Mulyavin S.F. Increasing the condensate recovery coefficient using cycling process technology. News of higher educational institutions. Oil and Gas, 2016. No. 2. P. 86—92 (In Russ.). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-86-92
9. Yushkov A.Yu., Makarov P.V. Evaluation of cycling options at the achimovsky layers of the Urengoy field. Oilfield Engineering. 2015. No. 4. P. 38—53 (In Russ.).
10. Abbasov Z.Y., Fataliyev V.M. The effect of gas-condensate reservoir depletion stages on gas injection and the importance of the aerosol state of fluids in this process. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016. No. 31. P. 779—790. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.079
11. Burachok O. Enhanced Gas and Condensate Recovery: Review of Published Pilot and Commercial Projects. Nafta-Gaz. 2021. Vol. 1. P. 20—25. DOI: 10.18668/NG.2021.01.03
12. Doroshenko V., Titlov A.O. Development of technology of gas condensate extraction from the formation in the conditions of retrograde condensation. Technology audit and production reserves. 2021. No. 1/3(57). P. 12—15. DOI: 10.15587/2706-5448.2021.225212
13. Kolbikov S.V. Gas-Condensate Recovery For The Low Permeable Sands, Gas Cycling Efficiency. SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. Moscow, Russia, 2010. SPE 136380. DOI: 10.2118/136380-MS
14. Sharafutdinov R., Tyurin V., Fateev D., Skvortsov S., Dolgikh Yu., Tokarev D., et al. Practical Application of High-Resolution Reservoir Simulation and High-Performance Computing for Accurate Modeling of Low Permeability Gas Condensate Reservoirs Production. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Russia, 2019. DOI: 10.2118/196916-MS
15. Siddiqui M. A. Q., Alnuaim S., Khan R. Stochastic Optimization of Gas Cycling in Gas Condensate Reservoirs. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. UAE, 2014. SPE-172107-MS 2014 10.2118/172107-MS.
16. *Suhendro S.* Review of 20 Years Hydrocarbon Gas Cycling in the Arun Gas Field. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Indonesia, 2017. SPE-186280-MS. DOI: 10.2118/186280-MS
17. *Udovchenko O., Blicharski J., Matiishyn L.* A Case Study of Gas-Condensate Reservoir Performance with Gas Cycling. Archives of Mining Sciences. 2024. No. 9 (1). P. 25—49. DOI: 10.24425/ams.2024.149825

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Шандрыгин А.Н. — разработал план расчетов, сформулировал идею подхода к оптимизации сайклинга, проводил экспертную оценку проводимых расчетов, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Alexander N. Shandrygin — Developed the calculation plan, formulated the conceptual approach to gas cycling optimization, provided expert evaluation of the calculations, gave final approval of the published version of the article, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Саптарова З.Р. — разработала концепцию статьи, провела анализ источников по теме, составила упрощенную экономическую модель, подготовила текст статьи, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Муртазин Т.А. — руководил процессом создания нейросетевой модели, занимался поиском и проводил тестирование различных подходов к оптимизации параметра NPV, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Каюмов З.Д. — сформировал общую базу данных для нейросетевой модели, проводил обучение и тестирование работы модели, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Судаков В.А. — сформулировал концепцию задачи, согласовал план расчетов и сформированный подход, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Усманов С.А. — проводил консультирование по настройке расчетов на гидродинамической модели, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Хашан Г.Д. — проводил расчеты на гидродинамической модели, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Козлов А.Н. — занимался выгрузкой результатов с моделей, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Zalina R. Saptarova — Developed the concept of the article, conducted a literature review on the topic, created the simplified economic model, prepared the text of the article, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Timur A. Murtazin — Supervised the development of the neural network model, researched and tested various approaches to optimizing the NPV parameter, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Zufar D. Kayumov — Generated the overall database for the neural network model, conducted training and testing of the model's performance, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Vladislav A. Sudakov — Formulated the problem concept, approved the calculation plan and the developed approach, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Sergey A. Usmanov — Provided consulting expertise of reservoir simulations, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Ghassan D. Khashan — Conducted reservoir simulations, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Alexey N. Kozlov — Was responsible for extracting results from the models, and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шандрыгин Александр Николаевич — доктор технических наук по специальности разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, главный научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Владение 15, строение 1, ул. Газовиков, пос. Развилка, Московская обл. 142717, Россия

e-mail: shan.alex2010@yandex.ru

SPIN-код: 2832-8011

ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-7025-2481>

SCOPUS: 6603416883

Alexander N. Shandrygin — Dr. of Sci. (Tech.), Chief Researcher at Gazprom VNIIGAZ.

15, bld. 1, Gazovikov str., Razvilka village, Moscow region 142717, Russia

e-mail: shan.alex2010@yandex.ru

SPIN-code: 2832-8011

ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-7025-2481>

SCOPUS: 6603416883

Саптарова Залина Ринатовна* — ведущий инженер ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», НОЦ «Моделирование ТРИЗ».

4, ул. Большая Красная, г. Казань 420111, Россия

e-mail: saptarovazalina@yandex.ru

SPIN-код: 7990-8613

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9895-3851>

SCOPUS: 58029913900

Zalina R. Saptarova* — Lead Engineer, Kazan (Volga Region) Federal University, Hard-to-Recover Reserves Simulation.

4, Bolshaya Krasnaya str., Kazan 420111, Russia

e-mail: saptarovazalina@yandex.ru

SPIN-code: 7990-8613

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9895-3851>

SCOPUS: 58029913900

Муртазин Тимур Александрович — инженер-проектировщик ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», НОЦ «Моделирование ТРИЗ».

4, ул. Большая Красная, г. Казань 420111, Россия
e-mail: aleksandrovich313@yandex.ru
SPIN-код: 9634-4635
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0354-1374>

Каюмов Зуфар Дамирович — инженер ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», НОЦ «Моделирование ТРИЗ».

4, ул. Большая Красная, г. Казань 420111, Россия
e-mail: kayumov.zufar@gmail.com
SPIN-код: 4425-7324
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-5331-4087>
SCOPUS: 57217175738

Судаков Владислав Анатольевич — заместитель директора по маркетингу НОЦ «Газпромнефть — КФУ».

7, ул. Чернышевского, г. Казань 420111, Россия
e-mail: VIASudakov@kpfu.ru
SCOPUS: 57191748649
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6865-7477>

Усманов Сергей Анатольевич — заместитель директора по методической и образовательной деятельности ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», НОЦ «Газпромнефть — КФУ».

7, ул. Чернышевского, г. Казань 420111, Россия
e-mail: SAUsmanov@gmail.com
SPIN-код: 926934
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8140-5680>

Хашан Гассан Джавдат — инженер ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», НОЦ «Моделирование ТРИЗ».

4, ул. Большая Красная, г. Казань 420111, Россия
e-mail: khachan.ghassan@mail.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6659-6386>

Козлов Алексей Николаевич — специалист по учебно-методической работе ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», НОЦ «Моделирование ТРИЗ».

4, ул. Большая Красная, г. Казань 420111, Россия
e-mail: ankozlov.oil@gmail.com
SPIN-код: 4256-4940
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-7837-5585>

Timur A. Murtazin — Designing engineer, Kazan (Volga Region) Federal University, Hard-to-Recover Reserves Simulation.

4, Bolshaya Krasnaya str., Kazan 420111, Russia
e-mail: aleksandrovich313@yandex.ru
SPIN-code: 9634-4635
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0354-1374>

Zufar D. Kayumov — Engineer, Kazan (Volga Region) Federal University, Hard-to-Recover Reserves Simulation.

4, Bolshaya Krasnaya str., Kazan 420111, Russia
e-mail: kayumov.zufar@gmail.com
SPIN-code: 4425-7324
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-5331-4087>
SCOPUS: 57217175738

Vladislav A. Sudakov — Deputy Director for Marketing, Gazpromneft — KFU.

7, Chernyshevsky str., Kazan, 420111, Russia
e-mail: VIASudakov@kpfu.ru
SCOPUS: 57191748649
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6865-7477>

Sergey A. Usmanov — Deputy Director for Methodological and Educational Activities, Kazan (Volga Region) Federal University, Gazpromneft — KFU.

7, Chernyshevsky str., Kazan, 420111, Russia
e-mail: SAUsmanov@gmail.com
SPIN-code: 926934
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8140-5680>

Ghassan D. Khashan — Engineer, Kazan (Volga Region) Federal University, Hard-to-Recover Reserves Simulation.

4, Bolshaya Krasnaya str., Kazan 420111, Russia
e-mail: khachan.ghassan@mail.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6659-6386>

Alexey N. Kozlov — Specialist teaching work, Kazan (Volga Region) Federal University, Hard-to-Recover Reserves Simulation.

4, Bolshaya Krasnaya str., Kazan 420111, Russia
e-mail: ankozlov.oil@gmail.com
SPIN-code: 4256-4940
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-7837-5585>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author