

Научная статья / Original research article  
УДК 622.276.52:552.578.2.061.43(571.5)  
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-73-84>  
EDN: OPFSBE



## Использование попутного нефтяного газа в условиях карбонатных каверно-трещинных коллекторов месторождений нефти и газа Восточной Сибири

**Р. М. Мустафаев\*, Н. Г. Квеско, А. К. Битнер**

*Сибирский федеральный университет, Красноярск, Российская Федерация*

\*[rafamustafaev270@gmail.com](mailto:rafamustafaev270@gmail.com)

**Аннотация.** В представленной статье анализируются вопросы утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Восточной Сибири, характеризующихся сложным строением карбонатных каверно-трещинных коллекторов. Актуальность работы обусловлена необходимостью улучшения технологических процессов эксплуатации нефтяных месторождений. Эти процессы не соответствуют геологическим особенностям строения неоднородных продуктивных пластов, в результате чего происходит опережающая выработка запасов нефти и быстрый рост обводненности. Кроме того, должное внимание не уделяется вопросам рационального, особенно в специфичных условиях, применения попутного газа, таким как: отсутствие газотранспортной или газоперерабатывающей инфраструктуры, низкая проницаемость и естественная трещиноватость. Цель исследования — разработка научно-обоснованных рекомендаций по эффективному использованию ПНГ на месторождениях Восточной Сибири, работающих на истощении без систем поддержания пластового давления заводнением ввиду сложного строения пустотного пространства и фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов нефтегазоносных залежей. Установлено, что действующие методы утилизации ПНГ недостаточно эффективны в условиях карбонатных коллекторов. Анализ геолого-физических особенностей пластов позволил обосновать потенциальные технологические решения. Для оптимизации использования ПНГ рассмотрены варианты его закачки в пласт в качестве агента поддержания пластового давления с учетом характера пустотного пространства нефтенасыщенных толщ. Закачка ПНГ повысит экономическую и экологическую эффективность разработки месторождений. Даны рекомендации по размещению нагнетательных скважин с учетом характеристик продуктивного пласта на конкретном примере.

**Ключевые слова:** пластовое давление, попутный нефтяной газ, нефть, вода, залежь, обводненность, заводнение, коллектор

**Для цитирования:** Мустафаев Р. М., Квеско Н. Г., Битнер А. К. Использование попутного нефтяного газа в условиях карбонатных каверно-трещинных коллекторов месторождений нефти и газа Восточной Сибири. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026; 30(5):73–84. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-73-84> EDN: OPFSBE

## Utilization of associated petroleum gas in conditions of carbonate cavernous-fractured reservoirs of oil and gas fields in Eastern Siberia

**Rafael Mamed ogly Mustafaev\*, Natalia G. Kvesko, Alexander K. Bitner**

*Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation*

\*[rafamustafaev270@gmail.com](mailto:rafamustafaev270@gmail.com)

**Abstract.** This article analyzes the utilization of associated petroleum gas at oil fields in Eastern Siberia, which are characterized by complex carbonate cavernous-fractured reservoirs. The importance of this study arises from the fact that many oil fields operate under technological schemes that do not adequately reflect the geological structure of heterogeneous productive reservoirs. As a result, oil reserves are depleted prematurely and water cut increases rapidly. Additionally, the rational utilization of associated gas often receives insufficient attention, particularly in scenarios where there is a lack of gas transportation or processing infrastructure, low matrix permeability, and natural fracturing. The study aims to develop scientifically grounded recommendations for the efficient utilization of APG at Eastern Siberian fields that operate under depletion drive without waterflooding systems due to the complex structure of the void space and the filtration-capacitance properties of carbonate reservoirs of oil and gas deposits. The study shows that current APG utilization methods exhibit limited efficiency in carbonate reservoirs. By examining the geological and physical properties of these reservoirs, the authors were able to justify potential technological solutions. To optimize the APG utilization system, the work evaluated gas reinjection as a means of pressure maintenance agent, taking into account the characteristics of the pore space. This approach can help APG flaring and improve both economic and environmental performance of field development. In conclusion, the article offers recommendations for the placement of injector well placement based on reservoir characteristics, illustrated by an example of Field X.

**Keywords:** reservoir pressure, associated petroleum gas, oil, water, accumulation, water cut, water flooding, reservoir

**For citation:** Mustafaev R. M., Kvesko N. G., Bitner A. K. Utilization of associated petroleum gas in conditions of carbonate cavernous-fractured reservoirs of oil and gas fields in Eastern Siberia. *Oil and Gas Studies*.2026;30(1):73–84 (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-73-84>

## **Введение**

Технологический процесс добычи нефти играет ключевую роль в нефтедобывающей индустрии, влияя на выход продукции, энергетическую эффективность и экономическую устойчивость [1, 2]. Применение современных технологий в этом процессе не только актуально, но и необходимо для повышения нефтеотдачи продуктивных пластов. Без внедрения современных решений возникает риск потери конкурентоспособности и увеличения затрат [3].

Текущее энергетическое состояние нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири в условиях карбонатных каверно-трещинных коллекторов характеризуется неравномерным снижением пластового давления по ряду причин:

- 1) высокая анизотропия свойств;
- 2) неравномерная разработка;
- 3) различные дренируемые объемы.

На примере месторождения X выделяются 4 зоны с высокими темпами падения пластового давления (более 30 % от начального), связанными не только с отсутствием систем заводнения, но и с форсированными темпами отборов нефтенасыщенных толщ.

Быстрое снижение пластового давления может быть вызвано отборами газа газовой шапки (ГШ) (отобрано ~60 % ГШ по приведенным зонам) и ограниченной связанностью некоторых зон с аквифером (водоносным горизонтом).

Наблюдается превышение темпа падения пластового давления относительно плановых показателей ввиду значительного влияния отборов газа ГШ на энергетическое состояние залежей. Исходя из опыта разработки в подгазовых зонах, можно ожидать схожее снижение пластового давления в зонах проектного бурения, что приведет к недостижению плановых показателей по добыче нефти в будущем.

Задача исследования состоит в том, что для успешной разработки подгазовых зон и достижения максимальных значений коэффициента извлечения нефти (КИН) необходима реализация системы поддержания пластового давления (ППД) с помощью обратной закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) [4].

#### **Объект и методы исследования**

Карбонатные каверно-трещинные коллекторы нефтегазоносных залежей месторождений Восточной Сибири с низкой проницаемостью разрабатываются в режиме истощения. Ввиду сложного геологического строения залежей реализация традиционной системы поддержания пластового давления заводнением не является эффективной. В связи с этим предлагается реализация закачки ПНГ для поддержания пластового давления. При расчетах применялось комплексное геолого-гидродинамическое моделирование. Методы включали анализ керна и данных ГИС для построения цифровой геологической модели и последующее проведение серий гидродинамических расчетов для сравнения различных сценариев разработки. Были рассмотрены примеры применения газовых ППД в той или иной степени схожих по геологии месторождениях [5, 6].

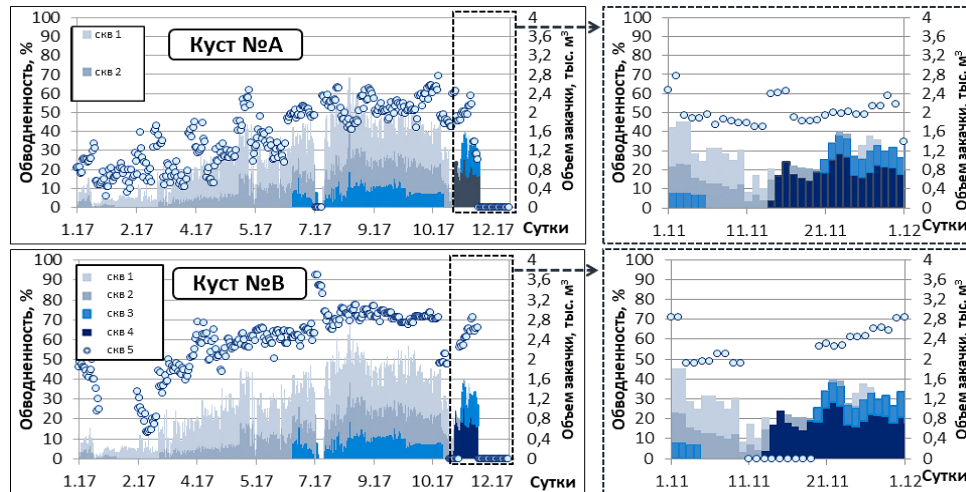
В отсутствие ППД на месторождении X, относящемся к Байкитской нефтегазоносной области, работающем на истощении, была выявлена проблема высоких темпов падения пластового давления, из-за чего прогнозируемый КИН не мог быть достигнут, что приводило к уменьшению экономической составляющей разработки месторождения. Было предложено провести опытно-промышленные работы (ОПР) по внедрению системы ППД с помощью заводнения. Также изучалась возможность водогазового воздействия, но из-за инфраструктурных ограничений проект был отложен [7, 8]. В период ОПР на месторождении X выполнялись работы по закачке подтоварной воды в рифейские отложения от 70 до 200 м под линию водонефтяного контакта.

Результаты ОПР:

1. Через непродолжительное время в скважинах окружения наблюдалось резкое увеличение обводненности.
2. Тренд роста хорошо коррелирует с интенсивностью закачки.
3. Режим работы скважин не претерпевал значительных изменений в период анализа.

Перевод закачки в IV-м квартале 2017 года снизил уровень обводнения, однако последующий тренд характеризуется более резким характером роста ввиду образования промытых каналов.

Наблюдается негативное влияние закачки и невозможность формирования фронта вытеснения из-за субвертикальной трещиноватости.



*Рис. 1. Зависимость обводненности скважинной продукции от объемов закачки подтоварной воды*

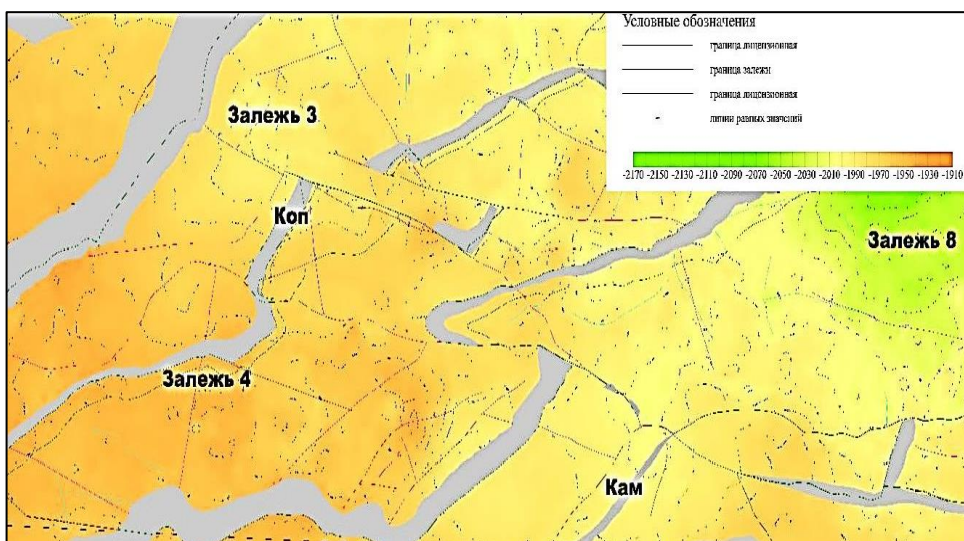
*Fig. 1. Dependence of water-cut of well production on produced water injection volumes*

В связи с отрицательными результатами ОПР системы ППД заводнением предлагается система обратной закачки попутного нефтяного газа для поддержания давления в пласте [9]. С целью обоснования рекомендаций для реализации проекта был проведен выбор объекта для закачки на основе гидродинамического моделирования. В ходе анализа применения ППД ПНГ были рассмотрены 4 залежи месторождения X. В процессе работы сформированы рекомендации к размещению скважин и ограничения на закачку ПНГ:

- скважины размещаются в самых больших толщах ГШ;
- скважины распределяются за контуром добывающих скважин;
- водогазовое воздействие на смешанный гидрофобный коллектор не представляется возможным вследствие отрицательного воздействия закачки воды;
  - во избежание прорывов закачиваемого газа и резкого роста газового фактора (ГФ) добывающих скважин необходимо поддерживать относительно небольшие репрессии, что позволит газу распределиться по ГШ и образовать равномерный фронт продвижения;
  - вследствие движения флюида по трещинам в коллекторе, рост пластового давления и ГФ может быть зафиксирован по всей подгазовой зоне.

После начала ППД, для понимания гидродинамической связанности коллектора и связи системы нагнетательных/добывающих скважин [10], необходимо в течение года провести трассерные исследования.

Для выбора оптимального объекта проведения опытно-промышленных работ по поддержанию пластового давления осуществлен геолого-технологический анализ залежей месторождения X. По результатам выделено 3 залежи, отвечающие всем требованиям (залежь 3, залежь 4, Кам). Основным объектом разбуривания в период 2024–2027 годов является залежь 4 (западная часть). Согласно текущим планам на разработку бурение скважин в залежах Кам, 3 (восточная часть) в ближайшие годы не предусмотрено. Залежи 3 (северо-восточная часть), 4 (восточная часть) и Кам обладают малыми толщинами ГШ (средняя толщина составляет 15 м). Залежь 3 (северо-восточная часть) находится в активной разработке с 2011 года, при текущем темпе падения —  $1,49 \text{ кгс/см}^2/\text{месяц}$ . При анализе динамики работы скважин ГШ отобрана. По состоянию на 01.01.2024 средневзвешенное пластовое давление равно  $95 \text{ кгс/см}^2$ , что, с учетом значительного снижения  $P_{пл}$ , осложнит оценку эффекта ОПР. В связи с вышеперечисленными фактами под реализацию ППД ПНГ в дальнейшем рассматривается западная часть залежи 4 (рис. 2).



*Рис. 2. Фрагмент карты продуктивных залежей месторождения X*  
*Fig. 2. Fragment of the productive deposits map of Field X*

Оптимальными участками для размещения газонагнетательных кустовых площадок КП и для реализации системы ППД являются максимальные толщины газовых шапок (для формирования равномерного контура распространения давления нагнетания) [11]. Для компенсации отборов газа и равномерной зональной закачки добывающие скважины были разбиты на 4 КП.

Для обеспечения вариативности расчетов были заложены разные предпосылки реализации системы ППД газом:

- изменение уровня компенсации;
- изменение количества газонефтяных (ГН) скважин;
- различные длины ГС ГН скважин;
- изменение глубины проводки скважин.

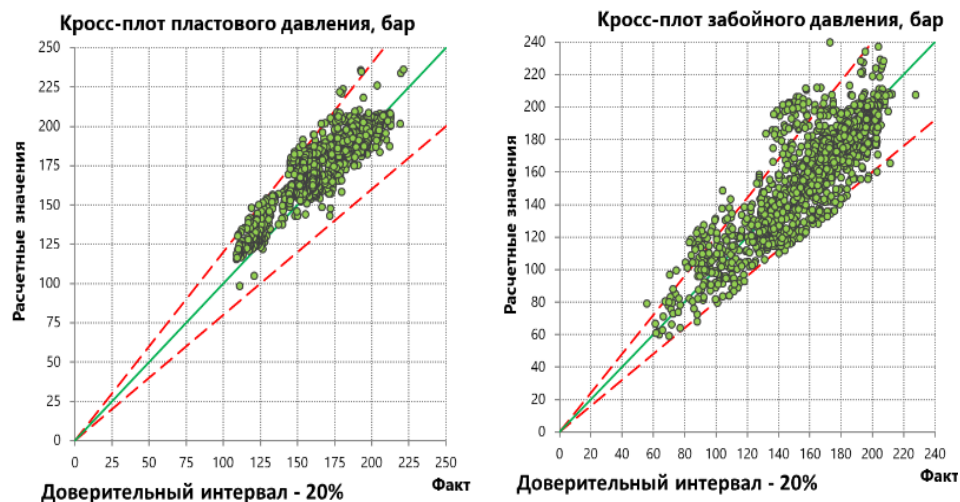
Для выполнения прогнозных расчетов с реализацией вариантов предполагается использовать постоянно действующую геолого-гидродинамическую модель ПДГДМ залежей месторождения X:

- осуществлена актуализация 11 фильтрационных моделей;
- добавлены 16 новых скважин в 5 моделях;
- загружены исторические данные работы для 246 скважин с 01.01.2024 по 01.06.2024;
- дополнены замеры пластового (10) и забойного (644) давлений.

Для многовариантных расчетов ППД использовалась гидродинамическая модель залежи 4, адаптированная на ноябрь 2024 года.

Критерием применимости построенной модели для прогноза технологических показателей разработки является качество настройки ее параметров по фактическим данным работы скважин (рис. 3).

Для задания проектного фонда и стартовых показателей были задействованы бизнес-план по месторождению X на 2024–2027 год и рейтинг бурения, актуализированный на ноябрь 2024 года.



Отклонения расчетных показателей от БП составляют не более 15 %.

**Рис. 3.** Кросс-плоты по данным актуализированной модели  
**Fig. 3.** Cross-plots based on the updated model data

Результаты выполнения этапа:

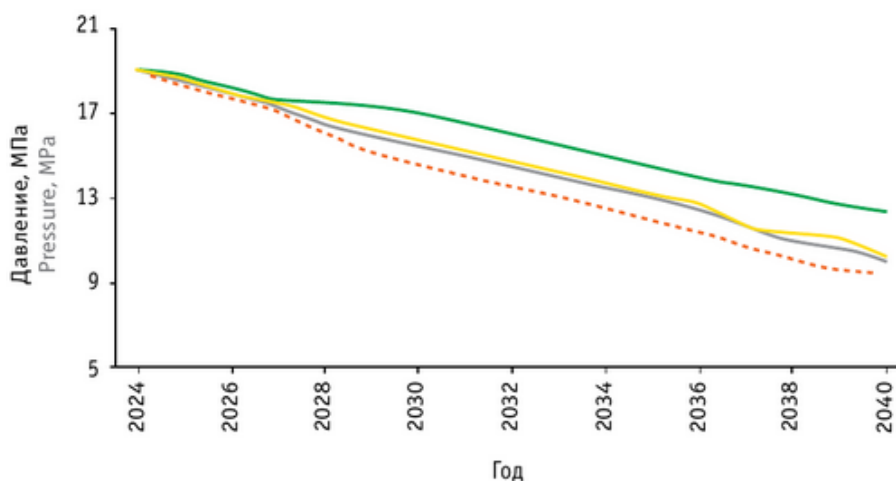
- актуализированы модели-компонент на 01.06.2024 и сборка моделей-компонент в единую интегрированную модель;

- в ходе актуализации достигнут требуемый уровень точности настройки;
- подключена гидродинамическая 3D-модель всех основных эксплуатируемых залежей к единой модели инфраструктуры.

### Результаты

Анализируя данные многовариантного расчета относительно варианта без системы поддержания пластового давления, все расчеты можно поделить на 2 группы компенсации отборов газа ГШ — полная компенсация и компенсация ниже единицы.

Проведен расчет 19 вариантов с различным уровнем компенсации, проектными и технологическими решениями. Неполная компенсация не дает значительной поддержки пластового давления, вследствие чего закачка газа увеличивает ГФ и снижается дебит жидкости (рис. 4).

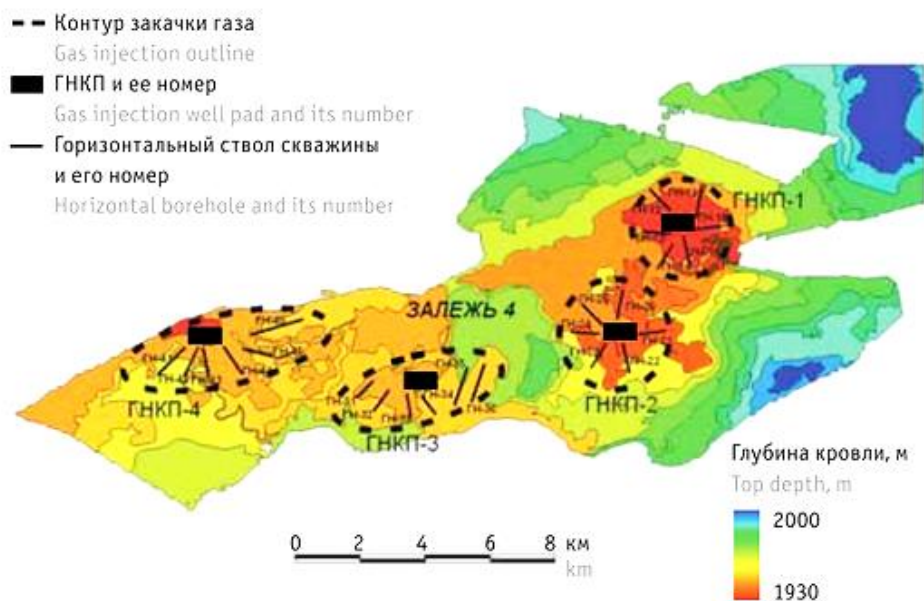


*Рис. 4. Влияние объемов компенсации отборов попутного нефтяного газа на пластовое давление*

*Fig. 4. Influence of APG production compensation volumes on reservoir pressure*

Очевидно, что полная компенсация отборов газа ГШ — самая эффективная, в связи с чем было рассмотрено несколько вариантов достижения таких объемов. Самый оптимальный из вариантов — схема, состоящая из 4 газонагнетательных кустовых площадок с 6 нагнетательными скважинами на кустовую площадку (рис. 5).

Такая схема разработки позволит получить на 30 % больше запасов, чем текущая, то есть работа пласта на истощении.



*Рис. 5. Схема расположения проектируемых газонагнетательных кустовых площадок на месторождении X*  
*Fig. 5. Layout of the planned gas injection well pads at Field X*

### Обсуждение

Как следует из результатов гидродинамического моделирования, реализация метода ППД путем обратной закачки ПНГ на месторождениях Восточной Сибири с карбонатными каверно-трещинными коллекторами демонстрирует значительный положительный эффект [12–14]. Расчетный КИН при применении этой технологии увеличивается на 30 % по сравнению с базовым сценарием разработки без поддержания пластового давления.

Наибольшая эффективность процесса обратной закачки ПНГ наблюдается в центральных блоках месторождения, где развита сеть тектонических трещин, обеспечивающая высокую приемистость нагнетательных скважин. Эти зоны характеризуются наиболее тесной гидродинамической связью между нагнетательными и добывающими скважинами. В то же время в периферийных частях залежи, где коллекторы представлены в основном изолированными кавернами и низкопроницаемой матрицей, эффект от закачки газа проявляется слабее, что связано с затрудненным распространением газового фронта и риском преждевременного прорыва газа по отдельным трещинам [16].

Наиболее оптимальные точки для размещения нагнетательных скважин при реализации проекта определены на основе комплексного анализа сейсмогеологических моделей и данных гидродинамических исследований.

Таким образом, организация системы ППД с использованием попутного нефтяного газа, спроектированная с учетом специфики каверно-трещинных коллекторов Восточной Сибири, является технологически и экономически обоснованной [17, 18]. Внедрение предложенной схемы избирательной закачки не только позволяет утилизировать ПНГ, но и существенно повышает конечную нефтеотдачу, обеспечивая рентабельную разработку сложнопостроенных запасов [19, 20].

### **Выводы**

- Реализация системы поддержания пластового давления путем обратной закачки ПНГ является высокоэффективным методом увеличения нефтеотдачи карбонатных каверно-трещинных коллекторов Восточной Сибири. Моделирование на примере месторождения X подтверждает, что эта технология позволяет обеспечить дополнительную добычу до 30 % извлекаемых запасов нефти по сравнению с разработкой на режимах истощения.
- Для оптимизации системы разработки предложена методика выделения целевых интервалов для закачки газа на основе комплексного анализа сейсмогеологических и гидродинамических моделей. В качестве ключевого критерия при построении карт оптимального размещения нагнетательных скважин рекомендовано использовать данные о плотности и ориентации трещин и о связи трещинной системы и матричных блоков.
- Для участков залежи с низкой трещинной плотностью и преобладанием емкости матрицы обоснована целесообразность применения метода закачки ПНГ. Этот подход дает возможность избежать преждевременного прорыва газа к добывающим скважинам и обеспечивает более равномерное вытеснение нефти из низкопроницаемых блоков.
- На основе предложенной методики для модельного объекта месторождения X Байкитской нефтегазоносной области определены наиболее оптимальные точки для размещения нагнетательных скважин. Внедрение спроектированной системы избирательной закачки ПНГ не только решает задачу утилизации попутного газа, но и существенно повышает конечную нефтеотдачу, обеспечивая рентабельную разработку сложнопостроенных запасов.

### **Вклад авторов**

Авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

### **Author contributions**

All authors contributed equally to the preparation of the manuscript.

**Конфликт интересов.** Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Conflict of interests.** The authors declare no conflicts of interest.

#### Список источников

1. Книжников А. Ю., Ильин А. М. *Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России*. Москва: Всемирный фонд дикой природы (WWF); 2017. 32 с. URL: <https://www.iprbookshop.ru/97448.html>
2. Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. *Подземная гидромеханика*. Москва: Недра; 1993. 416 с.
3. Амелин И. Д., Сургучев М. Л., Давыдов А. В. *Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии*. Москва: Недра; 1994. 308 с.
4. Аметов И. М., Ковалев А. Г., Мирзаджанзаде А. Х. *Физика нефтяного и газового пласта*. Москва: Недра; 1992. 270 с.
5. Linderman J., Al-Jenaibi F., Ghorri S., Putney K., Lawrence J., Gallet M., Hohensee K. *Substituting nitrogen for hydrocarbon gas in a gas cycling project*. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, UAE; 2008.
6. Mayne C. J., Pendleton R. W. *International Meeting of Petroleum Engineers. Fordoche: an enhanced oil recovery project utilizing high-pressure methane and nitrogen injection*. Beijing, China; 1986.
7. Дроздов А. Н. Водогазовое воздействие на пласт: механизм действия, известные технологии. Насосно-компрессорная технология как ее разновидность. *Труды РГУ нефти и газа им. Губкина*. 2009;1(254): 23–33.
8. Sanger P. J., Bjornstad H. K., Hagoort J. Nitrogen injection into stratified gas-condensate reservoirs. *SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, LA, USA; 1994.
9. Perkins T. K. Critical and Sub-Critical Flow of Multiphase Mixtures Through Chokes. *SPE Drilling & Completion*. 1993;8(04):271–276.
10. Сургучев М. Л. *Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи*. Москва: Недра; 1985. 308 с.
11. Janan B. S., Koryakin F. A., Sherstoboev E. A., Isakov K. D., Virt V. I., Kashapov D. Z. (2020, October). Gas cap injection as an associated gas utilisation method. Experience of Novoportovskoye field. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference*.
12. Zolotukhin, A. A., Salikhov, M. R. (2016, October). Selection of the Best Development Scenario for the Thin Oil Rim with Reservoir Pressure Maintenance System Involving Gas Injection into the Gas Cap. *Case Study: West Masssoyakha PK 1-3 Horizon*. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference* (pp. SPE-181917).
13. Густь Д. В. Увеличение нефтеотдачи посредством закачки в пласт углекислого газа. В сб.: *Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета)*. Тюмень, 24 ноября 2016 года 2014. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2014. Т. 2. С. 154–156.
14. Степанова Г. С. *Газовые методы воздействия на нефтяные пласты*. Москва: Газоил пресс; 2006. 237 с.
15. Клинчев В. А., Зацепин В. В., Ушакова А.С., Тельшев С. В. Разработка нефтяных месторождений путем закачки воздуха в пласт. *Нефтяное хозяйство*. 2014;(8):76–80.
16. Тер-Саркисов Р. М. *Разработка месторождений природных газов*. Москва: Недра; 1999. 659 с.
17. Sloan E. D. *Hydrate Engineering*. Edited by J. Ben Bloys, Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas. 2000.
18. Соловьянов А. А., Андреева Н. Н., Крюков В. А., Ляц К. Г. *Стратегия использования попутного нефтяного газа в РФ*. Москва: Редакция газеты «Кворум»; 2008. 320 с.

19. Lake L.W. *Enhanced Oil Recovery*, Prentice-Hall, 1989.
20. Синцов И. А., Полякова Н. С. Анализ эффективности водогазового воздействия с учетом давления насыщения в верхнеюрских отложениях. *Территория «НЕФТЕГАЗ»*. 2016;(4):40-45.

### References

1. Knizhnikov A. Yu., Ilyin A. M. *Problems and Prospects of Associated Petroleum Gas Utilization in Russia*. Moscow: World Wildlife Fund (WWF); 2017. (In Russ.) URL: <https://www.iprbookshop.ru/97448.html>
2. Basniev K. S., Kochina I. N., Maksimov V. M. *Underground hydromechanics*. Moscow: Nedra; 1993. (In Russ.).
3. Amelin I. D., Surguchev M. L., Davydov A. V. *Forecast of oil deposit development at a late stage*. Moscow: Nedra; 1994. (In Russ.).
4. Ametov I. M., Kovalev A. G., Mirzadzhanzade A. Kh. *Physics of oil and gas reservoir*. Moscow: Nedra; 1992. (In Russ.).
5. Linderman J., Al-Jenaibi F., Ghori S., Putney K., Lawrence J., Gallet M., Hohensee K. *Substituting nitrogen for hydrocarbon gas in a gas cycling project*. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, UAE; 2008.
6. Mayne C. J., Pendleton R. W. *International Meeting of Petroleum Engineers. Foradoche: an enhanced oil recovery project utilizing high-pressure methane and nitrogen injection*. Beijing, China; 1986.
7. Drozdov A. N. Water-Gas Impact on the Reservoir: Mechanism of Action, Known Technologies. Pump-Compressor Technology as Its Variety. *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2009;1(254): 23–33. (In Russ.).
8. Sanger P. J., Bjornstad H. K., Hagoort J. Nitrogen injection into stratified gas-condensate reservoirs. *SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, LA, USA; 1994.
9. Perkins T. K. Critical and Sub-Critical Flow of Multiphase Mixtures Through Chokes. *SPE Drilling & Completion*. 1993;8(04):271–276.
10. Surguchev M. L. *Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery*. Moscow: Nedra; 1985. 308 p. (In Russ.).
11. Janan, B. S., Koryakin, F. A., Sherstoboev, E. A., Isakov, K. D., Virt, V. I., Kashapov, D. Z. (2020, October). Gas cap injection as an associated gas utilisation method. Experience of Novoportovskoye field. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference* (p. D043S019R005). SPE.
12. Zolotukhin, A. A., Salikhov, M. R. (2016, October). Selection of the Best Development Scenario for the Thin Oil Rim with Reservoir Pressure Maintenance System Involving Gas Injection into the Gas Cap. *Case Study: West Massoyakha PK 1-3 Horizon*. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference* (pp. SPE-181917).
13. Gust' D.V. Enhanced Oil Recovery by Carbon Dioxide Injection In: *Geology and Oil and Gas Potential of the West Siberian Megabasin (Experience, Innovations) [Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyna (opyt, innovatsii)]*. Tyumen, 2014. Pp. 154–156. (In Russ.).
14. Stepanova G. S. *Gas Methods for Impacting Oil Reservoirs*. Moscow: Gazoil Press, 2006. (In Russ.).
15. Klinchev V. A. Zatsepin V.V., Ushakova A. S., Telyshev S.V. Air injection method in oil recovery [Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy putem zakachki vozdukh v plast]. *Oil Industry*. 2014;(8):76-80. (In Russ.).
16. Ter-Sarkisov R. M. *Development of natural gas deposits*. Moscow: Nedra; 1999. (In Russ.).
17. Sloan E. D. *Hydrate Engineering*. Edited by J. Ben Bloys, Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas. 2000.

18. Solovyaynov A. A., Andreeva N. N., Kryukov V. A., Lyats K. G. *Strategy for the use of associated petroleum gas in the Russian Federation*. Moscow; 2008. (In Russ.).
19. Lake L.W. *Enhanced Oil Recovery*, Prentice-Hall, 1989.
20. Sintsov I. A., Polyakova N. S. Effectiveness analysis of wag considering the saturation pressure in the conditions of the upper jurassic deposits. *Territory "NEFTEGAZ"*. 2016;(4):40-45. (In Russ.).

**Информация об авторах / Information about the authors**

**Мустафаев Рафаэль Мамед оглы**, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа г. Красноярск, rafamustafaev270@gmail.com

**Rafael Mamed ogly Mustafayev**, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Institute of Oil and Gas, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, rafamustafaev270@gmail.com

**Квеско Наталья Геннадьевна**, доктор технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа г. Красноярск

**Natalia G. Kvesko**, Doctor of Engineering Sciences, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Institute of Oil and Gas, Siberian Federal University, Krasnoyarsk

**Битнер Александр Карлович**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа, Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа г. Красноярск

**Alexander K. Bitner**, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Geology, Siberian Federal University, Institute of Oil and Gas, Krasnoyarsk

Поступила в редакцию / Received 22.08.2025

Поступила после рецензирования / Revised 29.09.2025

Принята к публикации / Accepted 14.10.2025