



Научная статья

УДК

<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.4.5>

## ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МАССИВНОЙ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ КРУПНОГО ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ

Артём Дмитриевич Белугин<sup>1\*</sup>,  
Роман Александрович Зайцев<sup>2</sup>,  
Михаил Андреевич Агупов<sup>3</sup>

<sup>1,2</sup> Филиал ТОО «ФЭС» (д. 2, ул. Суцневский вал, Москва, 127055, Российская Федерация)

<sup>3</sup> ТОО «Kalamkas-Khazar Operating» (12 микрорайон, 74/1, Актау, 130000, Казахстан)

<sup>1</sup> [artem.belugin.94@mail.ru](mailto:artem.belugin.94@mail.ru); <https://orcid.org/0009-0008-8179-7192>

<sup>2</sup> [ZaytsevRoman90@yandex.ru](mailto:ZaytsevRoman90@yandex.ru); <https://orcid.org/0000-0002-3845-5030>

<sup>3</sup> [mikhail.agupov@kalamkas-khazar.kz](mailto:mikhail.agupov@kalamkas-khazar.kz); <https://orcid.org/0000-0001-9827-7267>

\* Автор, ответственный за переписку

Аннотация.

Коэффициент извлечения нефти при разработке нефтяных оторочек остаётся низким по сравнению с традиционными нефтяными залежами, что обусловлено интенсивными прорывами газа из газовой шапки, высокой подвижностью газовой фазы, подтягиванием подошвенной воды и сложностью регулирования процессов вытеснения. В мировой практике разработка таких объектов нередко приводит к увеличению стоимости проекта, поскольку выбор стратегии зачастую определяется не геолого-физическими условиями, а инфраструктурными или экономическими факторами. Новые технологии и комплексный подход к проектированию разработки позволят эффективно осваивать эти трудноизвлекаемые ресурсы. В данной работе выполнено обоснование выбора системы разработки нефтяной оторочки одного из крупных месторождений Северного Каспия, которое на текущей фазе находится на этапе проектирования. Сложное геологическое строение, низкая эффективная мощность и наличие газовой шапки требуют применения индивидуальной системы разработки с использованием горизонтальных скважин и методов поддержания пластового давления.

Методологической основой исследования послужило гидродинамическое моделирование на секторной модели одной из залежей Северного Каспия. В рамках работы проведено сравнение четырёх систем разработки: разработка газовой шапки, только оторочки, последовательная и одновременная добыча

в сочетании с различными системами поддержания давления. По результатам анализа установлено, что наибольшую нефтеотдачу обеспечивает стратегия разработки нефтяной оторочки с комбинированной системой поддержания пластового давления: обратной закачкой 60 % добытого газа и закачкой воды. Предложено оптимальное размещение горизонтальных стволов на  $\frac{3}{4}$  высоты от ГНК. Полученные результаты свидетельствуют о достижении коэффициента извлечения нефти, который одновременно обеспечивает выполнение утвержденных показателей и формирует технико-экономически обоснованный уровень рентабельности разработки. Работа представляет практическую ценность при проектировании разработки трудноизвлекаемых запасов на шельфе.

**Ключевые слова:** нефтяная оторочка, гидродинамическое моделирование, шельф, система разработки, горизонтальные скважины, ППД, коэффициент извлечения нефти

**Для цитирования:** Белугин А.Д., Зайцев Р. А., Агупов М.А. Обоснование выбора системы разработки массивной нефтяной оторочки крупного шельфового месторождения Северного Каспия // Наука. Инновации. Технологии. 2025. № 4. С. 105–128. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.4.5>

**Благодарности:** Авторы выражают благодарность руководству и техническим рецензентам компании ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и ТОО «ККО» за предоставление разрешения на публикацию данной работы.

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 09.08.2025;  
одобрена после рецензирования 17.11.2025;  
принята к публикации 15.12.2025.

#### 2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields (Technical Sciences)

Research article

### Feasibility study for the choice of the development system for a massive oil rim of a large offshore field in the North of the Caspian sea

Artem D. Belugin<sup>1\*</sup>,  
Roman A. Zaitsev<sup>2</sup>,  
Mikhail A. Agupov<sup>3</sup>

<sup>1,2</sup> Branch of FES LLP (2, Sushchevsky Val St., Moscow, 127055, Russian Federation)

<sup>3</sup> Kalamkas-Khazar Operating LLP (12 microdistrict, 74/1, Aktau, 130000, Kazakhstan)

<sup>1</sup> [artem.belugin.94@mail.ru](mailto:artem.belugin.94@mail.ru); <https://orcid.org/0009-0008-8179-7192>

<sup>2</sup> [ZaytsevRoman90@yandex.ru](mailto:ZaytsevRoman90@yandex.ru); <https://orcid.org/0000-0002-3845-5030>

<sup>3</sup> [mikhail.agupov@kalamkas-khazar.kz](mailto:mikhail.agupov@kalamkas-khazar.kz); <https://orcid.org/0000-0001-9827-7267>

\* Corresponding author

- Abstract.** The oil recovery factor in the development of oil rims remains low compared to conventional oil reservoirs, which is attributed to intensive gas breakthroughs from the gas cap, high gas mobility, bottom water encroachment, and the complexity of controlling displacement processes. In global practice, the development of such assets often leads to increased project costs, since the strategy choice is frequently determined not by geological and physical conditions but by infrastructural or economic factors. New technologies and an integrated approach to development planning make it possible to efficiently exploit these hard-to-recover resources. This paper presents the rationale for selecting a development strategy for the oil rim of a one field in the Northern Caspian Sea, which is currently at the design stage. The complex geological structure, low effective thickness, and the presence of a gas cap require the implementation of an individual development system involving horizontal wells and reservoir pressure maintenance strategies. The methodological basis of the study was dynamic simulation using a sector model. Four development strategies were compared: development of the gas cap, oil rim only, sequential and simultaneous production, combined with various pressure maintenance systems. The analysis showed that the highest oil recovery is achieved with the oil rim development strategy that employs a combined reservoir pressure maintenance system: reinjection of 60% of produced gas and water injection. Optimal placement of horizontal wellbores at  $\frac{3}{4}$  of the height from the gas-oil contact was proposed. The obtained results may help reduce the risks of gas and water breakthroughs, improve drainage efficiency, and increase cumulative oil production compared to alternative strategies during field commissioning. The study has practical value for planning the development of hard-to-recover reserves on the shelf.
- Keywords:** oil rim, dynamic modeling, offshore, development system, horizontal wells, reservoir pressure maintenance, oil recovery factor
- For citation:** Belugin AD, Zaitsev RA, Agupov MA. Feasibility study for the choice of the development system for a massive oil rim of a large offshore field in the north of the Caspian sea. *Science. Innovations. Technologies.* 2025;(4):105-128. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.4.5>
- Acknowledgments:** The authors are grateful to the management and technical reviewers of LUKOIL-Engineering LLC and TOO «KKO» for granting permission to publish this work.
- Conflict of interest:** The authors declare no conflict of interests.
- The article was submitted 09.08.2025;  
approved after reviewing 17.11.2025;  
accepted for publication 15.12.2025.

## **Введение**

Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти является одним из ключевых направлений развития нефтяной отрасли в условиях истощения традиционных залежей. Особое внимание при этом уделяется залежам с нефтяной оторочкой – тонким нефтяным толщам, залегающим между газовой шапкой и подошвенной водой. Такие объекты характеризуются ограниченной нефтенасыщенной толщиной, высокой подвижностью газовой фазы, рисками ранних прорывов газа и воды, а также сложностями в реализации эффективной системы поддержания пластового давления (ППД). Все это приводит к снижению коэффициента извлечения нефти (КИН), который в среднем в мировой практике составляет 10–15 % для рассматриваемых залежей [1]. Однако разрабатываемые залежи, характеризуемые низкими нефтенасыщенными толщинами, имеют тенденцию к более быстрому расформированию нефтяной оторочки вследствие низкого энергетического потенциала пласта, что ограничивает конечный коэффициент извлечения нефти.

Анализ отечественного и зарубежного опыта разработки аналогичных объектов показывает, что выбор стратегии освоения нефтяной оторочки определяется не только геолого-физическими характеристиками, но и инфраструктурными и экономическими ограничениями [3–9]. Применяемые подходы включают бурение горизонтальных скважин, обратную закачку газа, барьерное и законтурное заводнение, интеллектуальное заканчивание и адаптивные системы управления разработкой. Однако универсального решения для всех условий не существует, что требует индивидуальной оценки каждого месторождения на основе численного моделирования.

Цель исследования – обоснование оптимальной системы разработки нефтяной оторочки месторождения на шельфе Каспия с применением методов гидродинамического моделирования.

Исследуемый объект – крупное шельфовое нефтегазовое месторождение Северного Каспия со средней эффективной толщиной

нефтяной оторочкой 9 м, где на долю оторочки приходится до 28 % суммарных извлекаемых запасов. Сложное геологическое строение, наличие тектонических нарушений и ограниченная инфраструктура обуславливают необходимость заблаговременного подбора стратегии освоения с учётом геологических и экономических неопределённостей [10].

### Материалы и методы исследований

Одним из факторов, определяющих выбор системы разработки залежей с нефтяной оторочкой, является соотношение поровых объёмов газовой шапки и нефтяной части пласта, описываемое коэффициентом  $M$ , а также эффективная нефтенасыщенная толщина  $h$  оторочки. В мировой практике [4–5] данное соотношение используется для первичного скрининга и классификации целесообразности вовлечения нефтяной оторочки в разработку (рис. 1). Коэффициент  $M$  рассчитывается по следующему выражению:

$$M = \frac{v_{\text{пор}}^{\text{газ}}}{v_{\text{пор}}^{\text{нефть}}}, \quad (1)$$

где  $v_{\text{пор}}^{\text{газ}}$  — поровый объём газовой шапки;  
 $v_{\text{пор}}^{\text{нефть}}$  — поровый объём нефтяной оторочки.

Следует отметить, что существует зона неопределённости, возникающая при толщине оторочки от 6 до 12 м. В этом диапазоне существенно возрастают риски неконтролируемого прорыва газа и воды и соответственно выбор системы разработки становится затруднительным. Такие условия требуют более глубокой проработки вариантов освоения объекта на основе численного моделирования и анализа чувствительности к параметрам неопределённости [11–17]. Стоит отметить, что при проектировании разработки шельфовых месторождений одной из ключевых проблем является высокая степень неопределённости, обусловленная ограниченным объемом исходных геолого-геофизических и промысловых данных [18].



**Рис. 1. Неопределенность в выборе системы разработки нефтяной оторочки.**

Fig. 1. Uncertainty in the selection of an oil rim development strategy.

Источник: составлено авторами по данным [4–5].

Source: compiled by the authors according to data [4–5].

На основе представленной схемы выделяют четыре основных подхода к разработке залежей с нефтяной оторочкой [5].

1. Разработка газовой шапки на истощении, при которой основное внимание уделяется добыче газа, а нефть из оторочки вовлекается частично или остаётся неосвоенной.
2. Разработка только нефтяной оторочки, без вовлечения газа, с фокусом на стабилизацию пластового давления и предотвращение прорывов газа.
3. Последовательная разработка, при которой вначале разрабатывается нефтяная часть, а затем газовая шапка.
4. Совместная разработка нефти и газа, предусматривающая одновременную эксплуатацию обеих фаз.

Для повышения нефтеотдачи из подобных объектов применяются как традиционные методы разработки месторождений, включая обратную закачку газа, законтурное и барьерное заводнение, так и современные такие как интеллектуальное заканчивание, управляемое горизонтальное бурение, а также технологии, направленные на поддержание равномерного распределения давления и снижение градиентов, способствующих прорывам газа и воды [8–13]. В рамках данной работы оценивается возможность разработки на основе традиционных методов разработки.

Выбор стратегии освоения нефтяной оторочки должен базироваться на комплексной оценке геолого-физических параметров пласта, технико-экономических показателей, а также сценарных расчётах, позволяющих выявить оптимальный режим эксплуатации.

Исследование выполнено на основе поэтапного численного моделирования с применением современного гидродинамического симулятора. К настоящему моменту на месторождении пробурено 5 разведочных скважин, на основе которых построена геологическая и гидродинамическая модели. Тип коллектора – терригенный, пласт характеризуется незначительной вязкостью нефти и средней проницаемостью около 300 мД. Газосодержание пласта составляет

примерно  $116 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , что указывает на значительное влияние газовой фазы на режим добычи.

Все расчёты проводились на секторной модели в сертифицированном программном обеспечении для гидродинамического моделирования. Размеры расчётных блоков: по оси  $X$  – 100 м, по оси  $Y$  – 100 м, по оси  $Z$  – 0,5 м, с локальным измельчением в районе горизонтальных стволов. Модель описывает трёхфазную фильтрацию с учётом капиллярных давлений, относительных проницаемостей и PVT свойств [19].

Методология выбора системы разработки включала четыре взаимосвязанных этапа:

### **Этап 1. Выбор системы размещения скважин**

Первоначально выполнена оценка инфраструктурных ограничений, связанных с особенностями морского размещения ледостойких платформ. Поскольку проект реализуется в условиях ограниченного числа буровых слотов на морской платформе, схема размещения скважин должна учитывать количество доступных слотов для реализации разработки нефтяной оторочки, а также технологические ограничения по кривизне стволов и максимальное допустимое отклонение в плане. На рисунке 2 показано размещение скважин и варианты максимального отхода от платформы: 4 и 6 км от точки размещения платформы. Для разработки нефтяной оторочки в представленной работе выполнены расчёты с использованием 4 горизонтальных стволов и 4 нагнетательных скважин (В зависимости от рассматриваемого сценария).

### **Этап 2. Определение оптимального размещения скважин по разрезу и стартового дебита**

На втором этапе выполнена оптимизация расположения горизонтальных скважин в пределах нефтяной оторочки. В расчётах учитывались вариации глубины залегания горизонтальной скважины [20]. Дополнительно на данном этапе определялся стартовый (или критический) дебит добывающих скважин, при котором обеспечивается устойчивый отбор нефти без риска прорыва газа или воды. Для оценки критических значений использовались

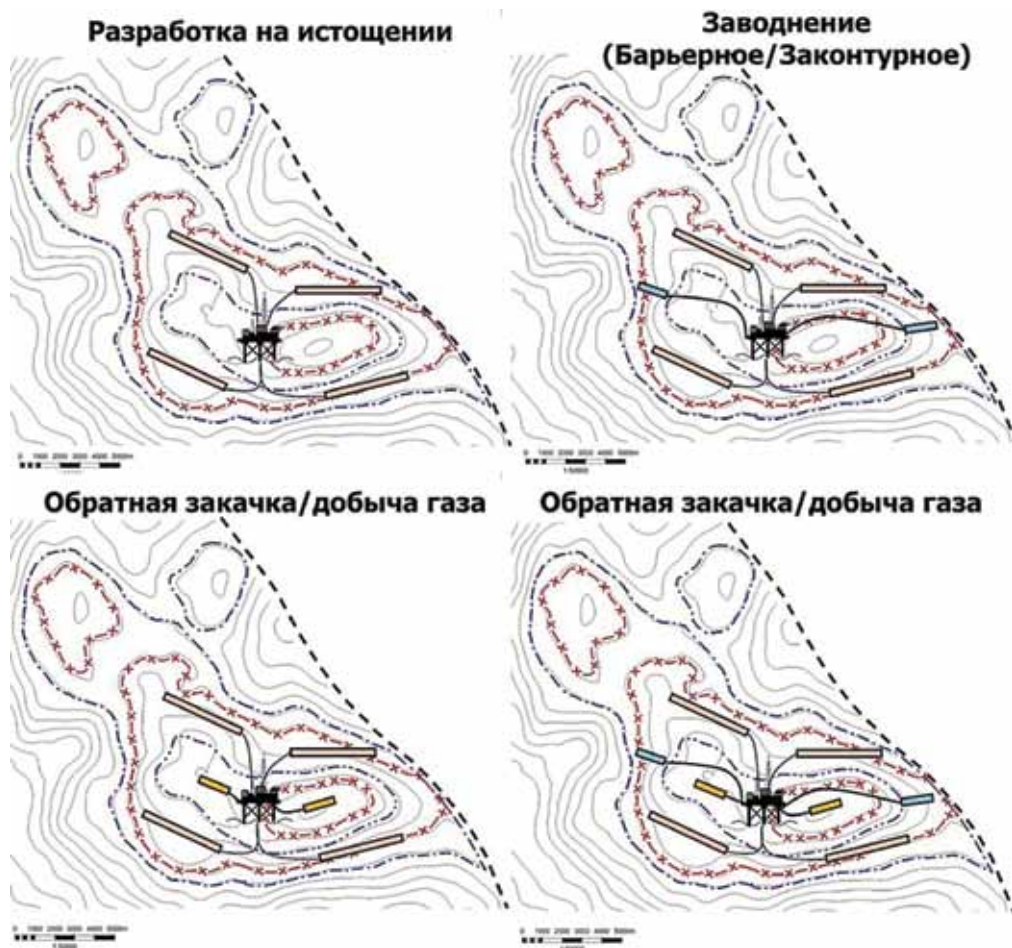


Рис. 2.

Схема размещения проектных скважин в представленной работе.

Fig. 2. Schematic layout of the proposed wells in the present study.

Источник: составлено автором.

Source: compiled by the authors.

как аналитические методы, так и вероятностная оценка на базе численного моделирования, с учётом конкретных геолого-физических характеристик месторождения. Применение аналитических методик для расчёта оптимального режима работы скважин в условиях, осложнённых конусообразованием, не представляется надёжным. Этот вывод подтверждается исследованием [11], в котором выполнено сопоставление критических дебитов, полученных аналитически и в результате численного гидродинамического моделирования.

### **Этап 3. Оценка чувствительности модели к ключевым параметрам**

Для оценки влияния различных геологических и динамических параметров на эффективность разработки проведена серия вероятностных расчетов с использованием модуля «Адаптация и Оптимизация». Методика базируется на варьировании одной переменной при фиксированных остальных, что позволило выделить наиболее чувствительные параметры на показатели разработки [2]. В расчётах использовались: объём газовой шапки, мощность аквифера, анизотропия проницаемости, проводимость тектонических нарушений, а также значения концевых точек фазовых проницаемостей. Все результаты анализа чувствительности агрегированы в виде торнадо-диаграммы, демонстрирующей относительное влияние факторов на технологические показатели.

### **Этап 4. Расчёт прогнозных вариантов разработки**

Финальным этапом исследования стал расчёт серии прогнозных вариантов разработки нефтяной оторочки. Во всех вариантах учитывались инфраструктурные ограничения проекта по максимальному суточному объёму добычи газа и нефти, предельный газовый фактор –  $12\,000\text{ м}^3/\text{м}^3$ , предельная обводненность – 0,98 д.ед.

Период прогноза – 38 лет. Для каждого варианта оценивались ключевые технологические показатели (накопленная добыча, уровни обводнённости и газового фактора, КИН). Также выполнена оценка оптимальных объёмов закачки газа и воды в условиях рассматриваемой сетки скважин.

### **Результаты исследований и их обсуждение**

Анализ чувствительности, выполненный с использованием гидродинамической модели, позволил количественно оценить влияние неопределённостей ключевых геолого-физических параметров на накопленную добычу жидкости и эффективность разработки. Выявлено, что наибольшее влияние на продуктивность системы оказывают параметры, определяющие энергетическое состояние пласта и условия фильтрации (рис. 3).

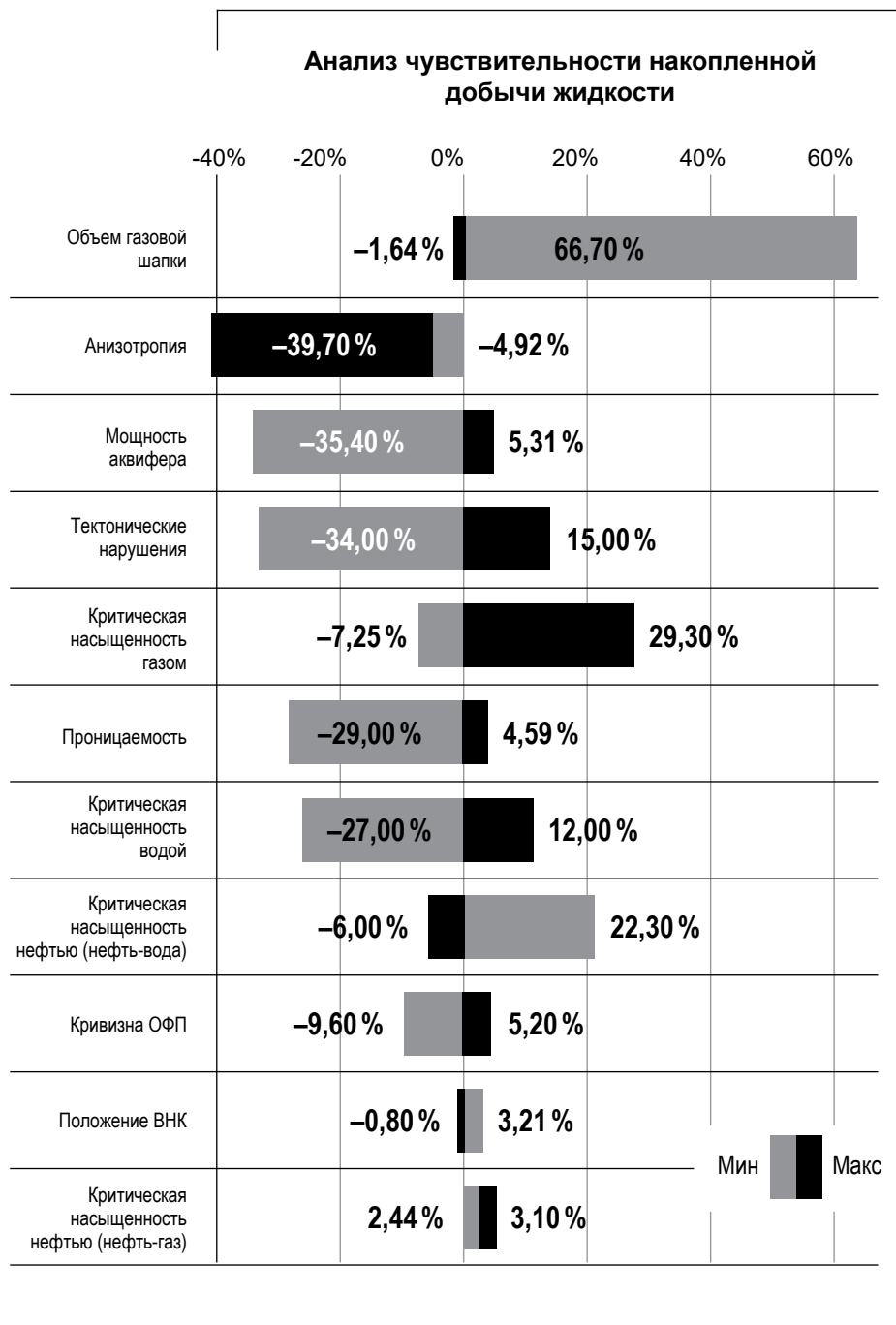
Вариативность параметров неопределенности обоснована по результатам фактических экспериментов на керновых данных месторождения, а также по результатам создания собственной геологической модели для подсчета запасов и анализа неопределенностей, основанной на подтвержденных данных и обоснованных решениях.

Неопределенность точного положения контактов зависит от двух факторов. Во-первых, пробуренные скважины приурочены к сводам поднятий, что приводит к очень немногим вскрытиям ВНК. Во-вторых, в пределах поднятия имеется невскрытая бурением структура, а скважина вскрыла меньшую из двух структур поднятия.

Для оценки добычного потенциала и уточнения свойств нефтяной оторочки предлагается бурение двух пилотных добывающих горизонтальных скважин с целью проведения опытно-промышленных работ.

Изменение объёма газовой шапки приводит к изменению прогнозной добычи на +66,7%, в то время как снижение мощности аквифера уменьшает добычу на 35,4%. Существенное влияние также оказывают тектонические нарушения (- 34%), приводящие к росту риска прорыва газа в добывающие скважины. Анизотропия проницаемости (-39,7 %) и снижение абсолютной проницаемости (- 29%) ограничивают эффективность дренирования, формируя локальные застойные зоны. Параметры относительных фазовых проницаемостей (концевые точки) оказывают влияние в диапазоне от -27% до +12%, определяя подвижность фаз и эффективность вытеснения нефти.

Переходя к оценке сценариев разработки нефтяной части, отметим, что в сценарии разработки газовой шапки акцент сделан на добыче и последующей монетизации газа, с объёмом отбора до



**Рис. 3. Результаты оценки неопределенностей на технологические показатели разработки.**

Fig. 3. Results of uncertainty assessment on field development performance indicators.

Источник: составлено автором / Source: compiled by the authors.

1500 тыс. м<sup>3</sup>/сут, что позволит достигнуть годового уровня реализации около 500 млн м<sup>3</sup>. По мере истощения газовой шапки происходит подъём газонефтяного контакта, что приводит к процессу расформированию нефтяной оторочки и перетоку запасов нефти в газонасыщенную зону [17]. Это обусловлено интенсивным снижением пластового давления (с 18,1 до 15,2 МПа) и высокой подвижностью газа. Оценено, что за период прогноза 7 млн т нефти переходит выше ГНК и становится неизвлекаемой (рис. 4). Эффективность этого сценария определяется величиной NPV и, в частности, ценой реализации газа.

В сценарии разработки только нефтяной оторочки, при рассчитанном оптимальном размещении горизонтальных стволов на уровне  $\frac{3}{4}$  высоты оторочки от ГНК (отметка 1675 м), обеспечивается более равномерное дренирование нефтенасыщенного интервала. Моделирование показало, что стабильный приток нефти возможен только при низкой депрессии, позволяющей избежать прорыва газа и воды. Для стабилизации давления рассмотрены варианты с ППД — обратная закачка газа, заводнение и их комбинации.

Анализ вариантов обратной закачки газа показал, что при уровне закачки более 70 % от добываемого газа наблюдается более интенсивный прорыв газа к забоям скважин, а при уровне менее 60 % — компенсация оказывается недостаточной. Наилучшие результаты достигаются при обратной закачке 60 % объема от добытого газа, оставшуюся часть предлагается монетизировать (рис. 5).

Аналогично, при закачке воды оптимальным объёмом является 2500 м<sup>3</sup>/сут на скважину.

Сценарий одновременной разработки газа и нефти характеризуется конфликтом режимов: интенсивная добыча газа вызывает ускоренное снижение пластового давления, что приводит к ухудшению условий вытеснения нефти. Это проявляется уже в первые 5 лет разработки — снижение давления достигает 10 %, что отражается на уменьшении дебита и увеличении газового фактора.

В варианте последовательной разработки, при которой на первом этапе ведётся отбор нефти, а затем газа, наблюдается более стабильное поведение системы. Однако переход между режимами разработки вызывает значительное изменение пластового давления,

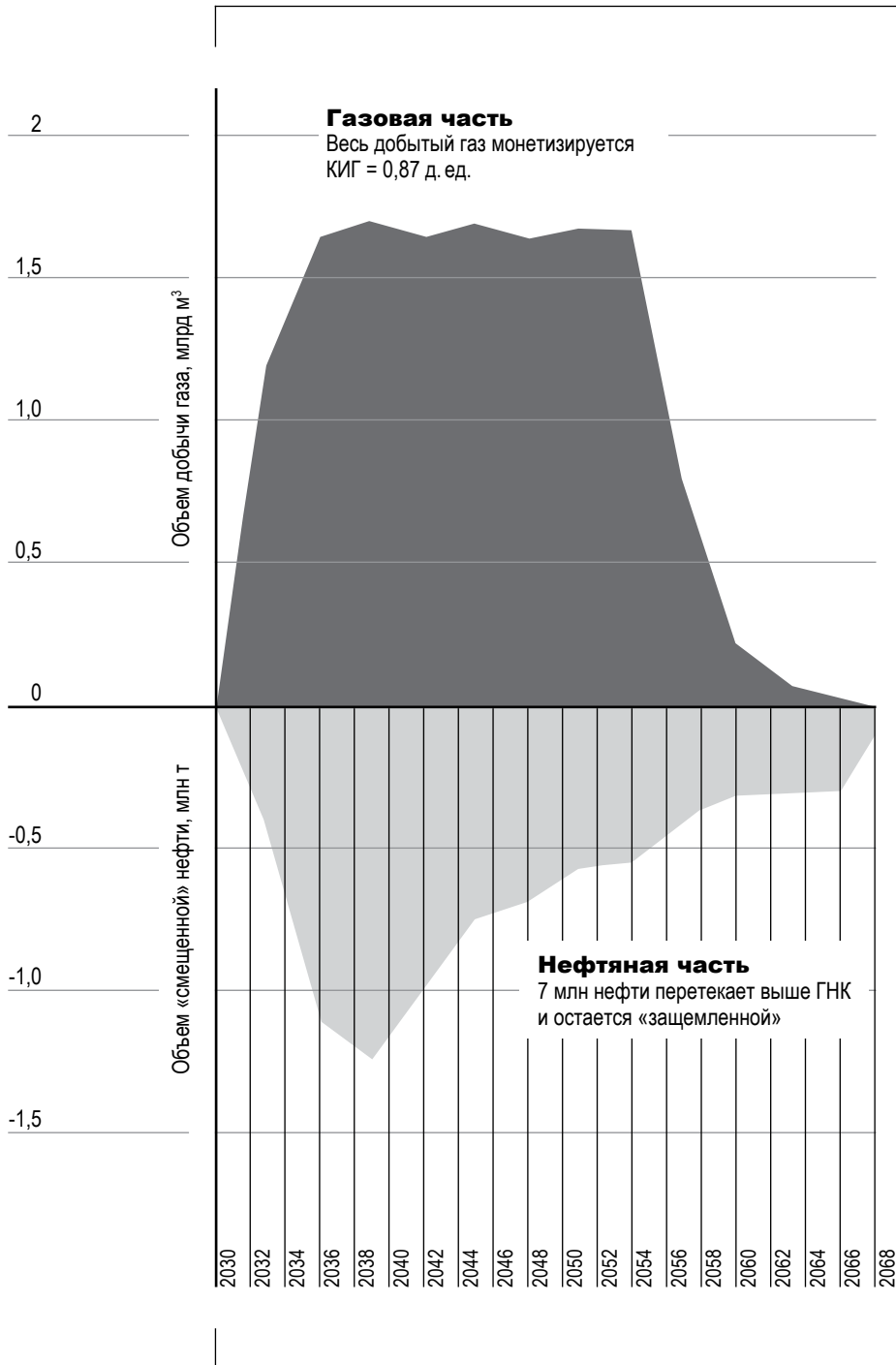


Рис. 4.

**Оценка расформирования нефтяной оторочки.**

Fig. 4. Assessment of oil rim depletion and breakdown

Источник: составлено автором / Source: compiled by the authors.

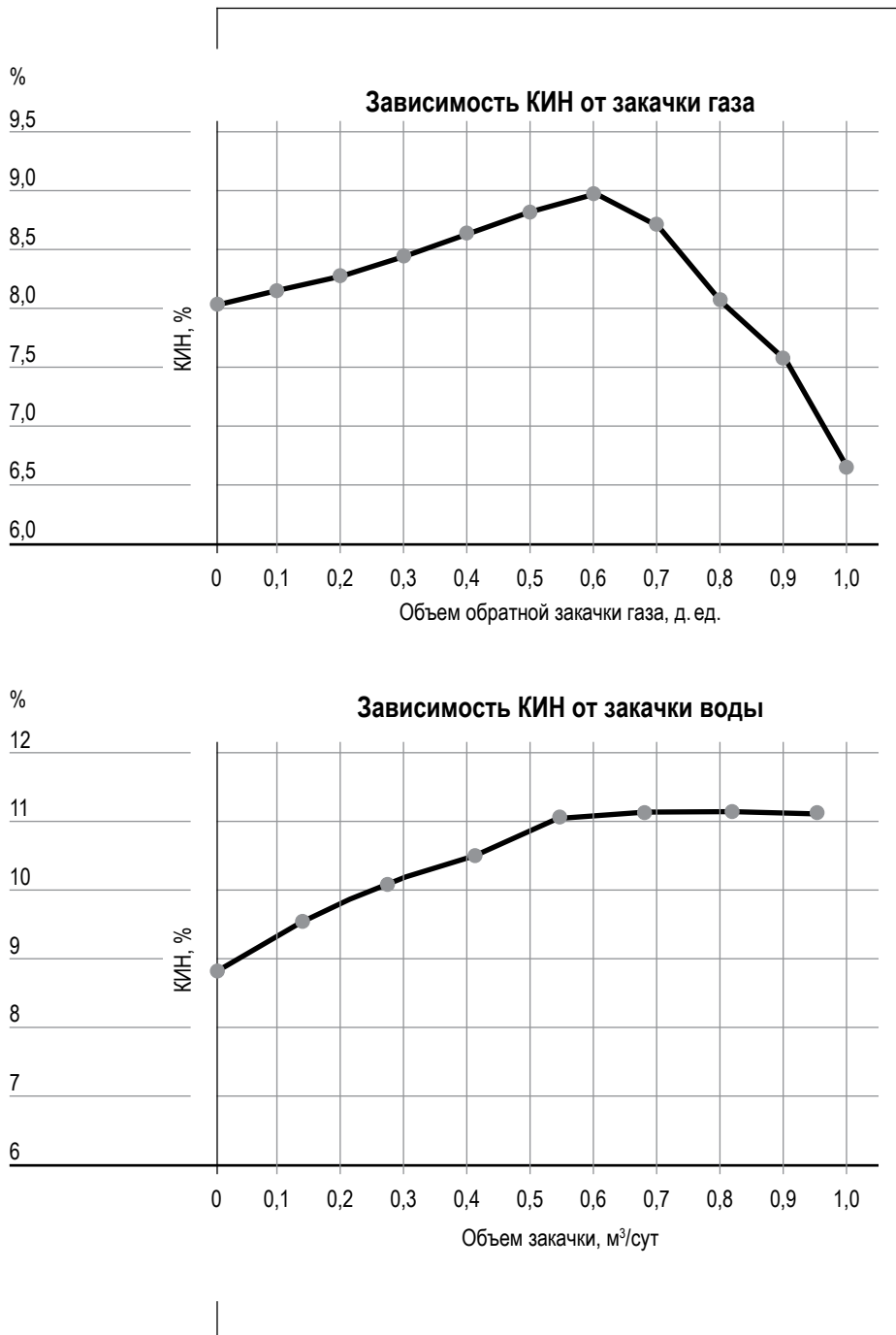


Рис. 5.

**Анализ влияния объемов закачки на КИН**

Fig. 5. Analysis of the impact of injection volumes on oil recovery factor.

Источник: составлено автором / Source: compiled by the authors.

что затрудняет эффективную реализацию второго этапа и сопровождается технологическими рисками, в том числе – вмешательством подошвенной воды.

Дополнительное применение ППД частично компенсирует снижение давления, однако при параллельной добыче нефти и газа объёмы закачки оказываются недостаточными для эффективного управления энергетическим состоянием пласта.

Оптимальной, с точки зрения технологических параметров, является система разработки нефтяной оторочки с комбинированным поддержанием пластового давления. Применение обратной закачки газа в объеме 60 % от суммарной добычи и закачка воды позволили достичь максимального КИН – 15,6%. В таблице 1 представлено сравнение результатов расчетов.

Наиболее низкие значения КИН зафиксированы при разработке на истощении и одновременном отборе газа и нефти. Это согласуется с ранее опубликованными результатами исследований для оторочек с коэффициентом  $M > 1,5$  и толщиной менее 10 м [4, 5], где даже незначительное нарушение равновесия приводит к миграции газа в зону притока. Варианты с последовательной разработкой также подвержены резкому изменению давления, особенно на границе перехода между фазами. Несмотря на более высокие значения КИН (до 11,2% при заводнении), этот подход связан с технологической сложностью реализации, рисками обводнения и необходимостью переоснащения системы ППД на втором этапе.

Расчёты показали, что вовлечение газа из газовой шапки на ранних этапах разработки негативно сказывается на конечной нефтеотдаче. На первой фазе освоения целесообразно рассматривать нефть в качестве приоритетного флюида.

Дальнейшая оценка потенциала нефтеотдачи предполагает исследование влияния технологии добычи, а именно интеллектуального заканчивания, как одного из перспективных методов добычи нефти из залежей с нефтяной оторочкой.

Таблица 1. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАССЧИТАННЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ  
Table 1. Comparative performance of the evaluated development scenarios

№ Система разработки	Закачиваемый флюид	Кол-во скважин, шт (доб./нагн.)	КИН, %
1 Газовая шапка (разработка на истощении)	Нет	2/0	—
2 Только нефтяная оторочка	Нет	4/0	11.8
3 Нефтяная оторочка + закачка воды	Вода	4/2	12.9
4 Нефтяная оторочка + обратная закачка газа (60%)	Газ (60%)	4/2	11.8
5 Нефтяная оторочка + закачка воды + закачка газа (60%)	Вода + газ	4/4	15.6
6 Одновременная разработка нефти и газа	Нет	4/2	8.1
7 Одновременная разработка нефти и газа + закачка воды	Вода	4/4	10.1
8 Последовательная разработка нефти и газа	Нет	4/2	9.0
9 Последовательная разработка + закачка воды	Вода	4/4	11.2

Источник: составлено автором / Source: compiled by the authors.

### **Заключение**

Проведенное исследование позволяет сделать вывод о том, что эффективность разработки нефтяных оторочек на шельфовых месторождениях Северного Каспия существенно зависит от выбора стратегии эксплуатации и системы поддержания пластового давления, а также конкретных геолого-физических характеристик. В ходе проведенного исследования выявлены ключевые направления и меры, способствующие повышению эффективности разработки месторождения:

1. Проектирование эффективной системы поддержания пластового давления еще на ранних этапах позволяет увеличить накопленную добычу нефти на 20% по сравнению с вариантом разработки на истощение.
2. Оптимальным размещением стволов по разрезу залежи является абсолютная отметка на  $\frac{3}{4}$  высоты оторочки от ГНК.
3. Объем компенсации отбираемого газа является ключевым фактором, влияющим на эффективность эксплуатации скважин. Оптимальный объем закачки в условиях рассмотренной схемы размещения скважин равен 60% от добываемого газа.
4. Отбор газа газовой шапки из оторочки негативно сказывается на конечной нефтеотдаче, на первой фазе освоения целевым продуктом является нефть.

### **Список источников**

1. Жданов С. А., Максимов М. М., Хавкин А. Я. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений с использованием постоянно действующих геолого-технологических моделей // Нефтяное хозяйство. 1997. № 3. С. 43–47.

2. Балин Д. В., Балина О. В., Мамчистова Е. И. Подход к получению вероятностной оценки прогнозных профилей добычи, конденсатогазового фактора и обводнения // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 3. С. 139–156. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.3.7>
3. Гавура В. Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1995. 496 с.
4. Alokla K., Maalouf E., Ghorayeb K. Optimization guideline for thin oil rim reservoir development. Paper presented at: SEG/AAPG International Meeting for Applied Geoscience & Energy; Houston, Texas, August 2024. P. 2696. <https://doi.org/10.1190/image2024-4100200.1>
5. John I. J., Matemilola S., Lawal K. Simple guidelines for screening development options for oil-rim reservoirs. Paper presented at: SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition; Lagos, Nigeria, August 2019. P. 15. <https://doi.org/10.2118/198718-MS>
6. Latief A. I., Syofyan S., Romanov I., Valerio R. L., Shabibi T. A. A strategic approach to address challenge of complex-thin oil rim development. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; 2019. SPE-197385-MS. 26 P. <https://doi.org/10.2118/197385-MS>
7. Zolotukhin A. A., Salikhov M. R. 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. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition; 2016. SPE-181917-MS. 17 P. <https://doi.org/10.2118/181917-MS>
8. Komin M., Magdeyev I., Schulze-Riegert R., Mukminov I. Multivariate asset assessment: Fast and reasonable decision on oil rims development on the example of a unique field in the Arctic onshore. SPE Russian Petroleum Technology Conference; Moscow, Russia, 2018. SPE-191612-18RPTC-MS. 16 P. <https://doi.org/10.2118/191612-MS>
9. Triandi M., Chigbo I., Khunmek T., Ismail I. M. Field case: Use of autonomous inflow control devices to increase oil production in a thin oil rim reservoir in the Gulf of Thailand. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; Abu Dhabi, UAE, 2018. SPE-193305-MS. 12 P. <https://doi.org/10.2118/193305-MS>

10. Глумов И. Ф. [и др.] Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря / И. Ф. Глумов, Я. П. Маловицкий, А. А. Новиков, Б. В. Сенин. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 342 с.: ил. ISBN 5-8365-0184-X.
11. Кряжев В. А. [и др.] Методика подбора режима разработки нефтегазоконденсатной залежи с помощью гидродинамического моделирования / В.А. Кряжев, Я. А. Кряжев, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333, № 9. С. 137–147.
12. Кулеш В. А., Исламов Р. Р. Определение критического безгазового дебита нефтяных скважин при помощи гидродинамического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 58–62. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-5-58-62>
13. Зайцев Р. А., Мартюшев Д. А. Обоснование оптимального типа профиля заканчивания скважин на основе ретроспективной оценки технико-экономических показателей эксплуатации // Георесурсы. 2023. №25 (1). С. 119–129. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.12>
14. El Gazar A., Bin Sumaida S. A., Alklich M. Y., Al Shabibi T. A., et al. Optimizing oil development of a super K compartmentalized reservoir with large gas cap and bottom water aquifer: Case study. Paper presented at: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; 2015 Nov; Abu Dhabi, UAE. SPE-177575-MS. <https://doi.org/10.2118/177575-MS>
15. Гавура А. В., Кашников К. А., Никифоров В. П. К определению извлекаемых запасов нефти нефтегазовой залежи (нефтяной оторочки) по промысловым данным // Нефтепромысловое дело. 2019. № 12(612). С. 5–8. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-12\(612\)-5-8](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-12(612)-5-8)
16. Мамедов Э. А. Глобальные деформации флюидальных контактов до и в процессе разработки месторождений нефти и газа: дис. ... канд. техн. наук. Москва: Институт проблем нефти и газа, 2007. 133 с.
17. Северов А. Я. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений при наличии явлений конусообразования: дис. ... канд. техн. наук. Москва: Институт проблем нефти и газа, 2006. 158 с.
18. Тасмуханова А. Е., Шигапова Р. Р. Особенности разработки шельфовых месторождений нефти // Вестник Евразий-

ской науки. 2018. № 2. [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-razrabotki-shelfovyh-mestorozhdeniy-nefti> (дата обращения: 05.06.2025).

19. Белугин А. Д. [и др.] Разработка алгоритма расчета компонентоотдачи для совершенствования разработки шельфовых нефтегазовых месторождений Северного Каспия / А. Д. Белугин, И. Д. Магдеев, А. В. Чупеев, И. А. Грицай // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22. № 3. С. 19–29. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-3-19-29>
20. Зайцев Р. А., Располов А. В. Опыт разработки месторождений Пермского края горизонтальными скважинами // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2020. Т. 20, № 2. С. 182–191. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.8>

### References

1. Zhdanov SA, Maksimov MM, Khavkin AY et al. Designing the development of oil fields using geological and technological models. Oil Industry. 1997;(3):43-47.
2. Balin DV, Balina OV, Mamchistova EI. An approach to forecast production profiles, oil-gas ratio and water contamination probabilistic assessment. Science. Innovations. Technologies. 2024;(3):139-156. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.3.7> (In Russ.).
3. Gavura VE. Geology and development of oil and gas fields. Moscow: VNIOENG; 1995. 496 p. (In Russ.).
4. Alokla K, Maalouf E, Ghorayeb K. Optimization guideline for thin oil rim reservoir development. Paper presented at: SEG/AAPG International Meeting for Applied Geoscience & Energy; Houston, Texas; August 2024. <https://doi.org/10.1190/image2024-4100200.1>
5. John IJ, Matemilola S, Lawal K. Simple guidelines for screening development options for oil-rim reservoirs. Paper presented at: SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition; Lagos, Nigeria; August 2019. <https://doi.org/10.2118/198718-MS>
6. Latief AI, Syofyan S, Romanov I, Valerio RL, Shabibi TA. A strategic approach to address challenge of complex-thin oil rim development. Abu Dhabi International Petroleum Exhibi-

- tion & Conference; 2019. SPE-197385-MS. 26 p. <https://doi.org/10.2118/197385-MS>
7. Zolotukhin AA, Salikhov MR. 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. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition; 2016. SPE-181917-MS. 17 P. <https://doi.org/10.2118/181917-MS>
  8. Komin M, Magdeyev I, Schulze-Riegert R, Mukminov I. Multivariate asset assessment: Fast and reasonable decision on oil rims development on the example of a unique field in the Arctic onshore. SPE Russian Petroleum Technology Conference; Moscow, Russia, 2018. SPE-191612-18RPTC-MS. 16 P. <https://doi.org/10.2118/191612-MS>
  9. Triandi M, Chigbo I, Khunmek T, Ismail IM. Field case: Use of autonomous inflow control devices to increase oil production in a thin oil rim reservoir in the Gulf of Thailand. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; Abu Dhabi, UAE; 2018. SPE-193305-MS. 12 P. <https://doi.org/10.2118/193305-MS>
  10. Glumov IF, Malovitsky YP, Novikov AA, Senin BV. Regional geology and hydrocarbon potential of the Caspian Sea. Moscow: Nedra-Businesscenter; 2004. 342 p.: ill. ISBN 5-8365-0184-X (In Russ.).
  11. Kryazhev VA, Kryazhev YA, Gilmanov YA, Shevelev AP. Method for selecting development mode of an oil and gas condensate reservoir using hydrodynamic modeling. *Izvestiya Tomsk Polytechnic University. Engineering of Georesources*. 2022;333(9):137-147. (In Russ.).
  12. Kulesh VA, Islamov RR. Determination of critical gas-free production rate of oil wells using hydrodynamic modeling. *Ekspozitsiya Neft Gas*. 2023;5:58-62. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-5-58-62> (In Russ.).
  13. Zaytsev RA, Martyushev DA. Justification of the optimal type of well completion profile based on retrospective evaluation of techno-economic performance. *Georesursy*. 2023;25(1):119-129. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.12> (In Russ.)
  14. El Gazar A, Bin Sumaida SA, Alklich MY, Al Shabibi TA, et al. Optimizing oil development of a super K compartmentalized reservoir with large gas cap and bottom water aquifer: Case study. Paper presented at: Abu Dhabi International Petroleum

- Exhibition & Conference; November 2015; Abu Dhabi, UAE. SPE-177575-MS. <https://doi.org/10.2118/177575-MS>
15. Gavura AV, Kashnikov KA, Nikiforov VP. Determination of recoverable oil reserves of an oil and gas deposit (oil rim) based on field data. *Neftepromyslovoe delo Oilfield Engineering*. 2019;12(612):5-8. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-12\(612\)-5-8](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-12(612)-5-8) (In Russ.).
  16. Mamedov EA. Global deformations of fluid contacts before and during oil and gas field development: dissertation of cand. tech. sciences. Moscow: Institute of Oil and Gas Problems; 2007. 133 p. (In Russ.).
  17. Severov AY. Improving oil field development efficiency in the presence of coning phenomena: dissertation of cand. techn. sciences. Moscow: Institute of Oil and Gas Problems; 2006. 158 p. (In Russ.).
  18. Tasmukhanova AE, Shigapova RR. Features of offshore oil fields development. *Vestnik Evraziyskoy Nauki Eurasian Science Bulletin*. 2018;2. Available from: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-razrabotki-shelfovyh-mestorozhdeniy-nefti> [Accessed 05 June 2025] (In Russ.).
  19. Belugin AD, Magdeev ID, Chupeev AV, Gritsai IA. Development of algorithm for component recovery calculation to optimize offshore oil and gas fields development of the North Caspian. *Oil and Gas Business*. 2024;22(3):19-29. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-3-19-29> (In Russ.).
  20. Zaytsev RA, Raspopov AV. Experience in development of Perm region fields using horizontal wells. *Vestnik Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and Gas and Mining*. 2020;20(2):182-191. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.8> (In Russ.).

### **Информация об авторах**

**Белугин Артём Дмитриевич** – инженер 2-й категории направления разработки, Филиал ТОО «Форвард Энерджи Солюшнс», Москва, Россия. Researcher ID: OGN-0500-2025

**Зайцев Роман Александрович** – руководитель направления разработки, Филиал ТОО «Форвард Энерджи Солюшнс», Москва, Россия, Researcher ID: ABA-6983-2022

**Агупов Михаил Андреевич** – Менеджер интегрированного моделирования, Департамент геологии и разработки ТОО «Kalamkas-Khazar Operating», Актау, Казахстан, Researcher ID: OGO-8616-202

**Вклад авторов:** все авторы внесли равный вклад в подготовку публикации.

### **Information about the authors**

**Artem D. Belugin** – Engineer 2nd Category of Development Department, Branch of LLP Forward Energy Solutions, Moscow, Russia. Researcher ID: OGN-0500-2025

**Roman A. Zaitsev** – Head of Development Department, Branch of LLP Forward Energy Solutions, Moscow, Russia. Researcher ID: ABA-6983-2022

**Mikhail A. Agupov** – Integrated Modelling Manager of ТОО «Kalamkas-Khazar Operating», Aktau, Kazakhstan, Researcher ID: OGO-8616-202

**Author contributions:** the authors contributed equally to this article.