

## НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТАМИ

## PETROLEUM ENGINEERING AND PROJECT MANAGEMENT

Научная статья  
УДК 622.276  
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-4-49-60>  
EDN VAGBET

### Подбор оптимальных устройств контроля притока для эффективной разработки месторождения им. Ю. Корчагина

---

*Ильмира Растямовна Абуталиева<sup>✉</sup>,  
Кристина Дмитриевна Петренко, Руслан Махсумович Байрамкулов*

*Астраханский государственный технический университет,  
Астрахань, Россия, [ilmira171279@mail.ru](mailto:ilmira171279@mail.ru)<sup>✉</sup>*

---

**Аннотация.** В статье проведен анализ комплекса взаимосвязанных факторов, влияющих на эффективность разработки нефтяных месторождений, и способов повышения нефтеотдачи пластов. Анализ охватывает широкий спектр параметров, начиная от фундаментальных характеристик пласта и заканчивая передовыми технологиями увеличения нефтеизвлечения. Детально рассмотрены коллекторские свойства пласта, такие как пористость, проницаемость, насыщенность нефтью и водой, а также их пространственное распределение. Особое внимание уделено геологическому строению месторождения – тектоническим нарушениям, литологическим неоднородностям и наличию прослоев с низкой проницаемостью, которые могут существенно снижать эффективность добычи. Проанализированы осложнения, возникающие в процессе эксплуатации скважин, и методы их предотвращения и ликвидации. Важная часть исследования посвящена технико-технологическим решениям по оптимизации разработки месторождения. Рассмотрены различные методы увеличения производительности эксплуатационного фонда скважин. Детально описаны роль и влияние различных устройств контроля притока, таких как перфорированные колонны, пакерные системы и насосы-компрессоры, на эффективность добычи нефти и снижение газового фактора. Особое внимание уделено экономической эффективности применяемых методов. Анализ показал, что инвестиции в научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы являются необходимым условием для увеличения рентабельно извлекаемых запасов и повышения общей эффективности разработки месторождения. Подчеркивается важность интегрированного подхода, объединяющего геологические, технологические и экономические факторы, для достижения максимального эффекта от разработки нефтяного месторождения. Приведены результаты моделирования и экспериментальных исследований, подтверждающие эффективность предложенных методов, и подробный анализ рисков и неопределенностей, связанных с каждым из рассмотренных методов.

**Ключевые слова:** система контроля притока, месторождение, коллектор, осложнение

**Для цитирования:** Абуталиева И. Р., Петренко К. Д., Байрамкулов Р. М. Подбор оптимальных устройств контроля притока для эффективной разработки месторождения им. Ю. Корчагина // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2024. № 4. С. 49–60. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-4-49-60>. EDN VAGBET.

## Selection of optimal inflow control devices for effective development of the Yu. Korchagin field

Ilmira R. Abutaliev<sup>✉</sup>, Kristina D. Petrenko, Ruslan M. Bayramkulov

Astrakhan State Technical University,  
Astrakhan, Russia, ilmira171279@mail.ru<sup>✉</sup>

**Abstract.** The article analyzes a complex of interrelated factors affecting the efficiency of oil field development and ways to increase oil recovery. The analysis covers a wide range of parameters, ranging from the fundamental characteristics of the reservoir to advanced technologies for increasing oil recovery. Reservoir properties of the reservoir, such as porosity, permeability, saturation with oil and water, as well as their spatial distribution, are considered in detail. Special attention is paid to the geological structure of the deposit – tectonic disturbances, lithological heterogeneities and the presence of interlayers with low permeability, which can significantly reduce the efficiency of production. The complications arising during the operation of wells and methods of their prevention and elimination are analyzed. An important part of the study is devoted to technical and technological solutions to optimize the development of the field. Various methods of increasing the productivity of the operational fund of wells are considered. The role and influence of various inflow control devices, such as perforated columns, packer systems and compressor pumps, on the efficiency of oil production and reduction of the gas factor are described in detail. Special attention is paid to the economic efficiency of the methods used. The analysis showed that investments in research and development work are a prerequisite for increasing cost-effectively recoverable reserves and improving the overall efficiency of field development. The importance of an integrated approach combining geological, technological and economic factors is emphasized in order to achieve maximum effect from the development of an oil field. The results of modeling and experimental studies confirming the effectiveness of the proposed methods are presented, and a detailed analysis of the risks and uncertainties associated with each of the considered methods has been carried out.

**Keywords:** inflow control system, deposit, reservoir, complication

**For citation:** Abutaliev I. R., Petrenko K. D., Bayramkulov R. M. Selection of optimal inflow control devices for effective development of the Yu. Korchagin field. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2024;4:49-60. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2024-4-49-60>. EDN VAGBET.

### Введение

В нефтегазовой отрасли важность контроля притока трудно переоценить. Автономные устройства контроля притока играют ключевую роль в обеспечении безопасности, эффективности и надежности добычи углеводородов.

К преимуществам использования автономных устройств относятся:

- 1) увеличение безопасности: снижение риска аварий и утечек за счет постоянного контроля за притоком, что особенно важно на сложных и производственных площадках;
- 2) оптимизация затрат: снижение издержек благодаря мониторингу и автоматизации, позволяющему уменьшить объем ручной работы и сократить время на реагирование на опасные ситуации;
- 3) улучшение качества данных: высокая точность и надежность данных, что позволяет принимать обоснованные решения и оптимизировать процессы.

### Системы контроля притока

Основной задачей применения систем контроля притока является равномерная выработка пласта и выравнивание профиля притока к горизонтальным скважинам, контроль добычи из каждой зоны, поддержка и устранение последствий прорыва воды

и газа. На данный момент в нефтегазовой индустрии существует два основных типа систем контроля притока, применяемых при заканчивании скважин.

1. Обычные системы контроля притока представляют собой пассивные устройства, которые монтируются в противопесочные фильтры. Наиболее распространены модификации штуцерных или трубочно-канальных систем. Данные системы создают определенный перепад давления между пластом и скважиной, тем самым изменяя депрессию на пласт. При этом уровень штуцерования (подбор определенного диаметра штуцера или длины и диаметра трубочно-канальной системы) осуществляется на основе данных каротажа после или во время бурения и не может быть изменен после установки оборудования в скважину. Основным недостатком является невозможность поменять настройку системы в случае изменения со временем характеристик призабойной зоны, кроме этого данные системы не позволяют ограничить приток в случае прорывов воды или газа.

2. Активные системы с гидравлически контролируемые клапанами спускаются на насосно-компрессорных трубах (НКТ) внутрь хвостовика (или противопесочных фильтров, перфорированного хвостовика). Данные клапаны имеют возможность регу-

лизовать уровень штупирования каждой зоны с поверхности. Основными недостатками данных систем являются высокая стоимость оборудования и сервисных работ при установке, ограничения по глубине спуска, небольшая надежность работы.

Адаптивная система регулирования притока, разработанная ООО «ВОРМХОЛС», является альтернативой традиционным устройствам контроля притока. Более того, адаптивную систему можно считать следующим поколением устройств контроля притока, способным автономно подстраиваться под изменяющиеся со временем характеристики притока жидкой и/или газообразной фазы. Адаптивная система регулирования притока успешно прошла промышленные испытания и показала свою работоспособность.

### **Восстановление работы нефтяных скважин месторождения им. Ю. Корчагина с помощью систем контроля притока**

Проведем сравнительный анализ работы скважин при помощи программы моделирования методом узлового анализа (МУА) Nodal Analysis™, а также выберем наиболее оптимальную технологию устранения последствий прорывов газа и воды в скважину на примере месторождений им. Ю. Корчагина.

Для моделирования использовались сводные дан-

ные по физико-химическим свойствам пластовых флюидов и горных пород неоконской залежи месторождения им. Ю. Корчагина, предоставленные ООО «Лукойл-Нижневолокнефть» и компанией ООО «ВОРМХОЛС».

Для каждой скважины рассматривались и сравнивались три принципиальные системы заканчивания.

1. Противопесочные фильтры с разбухающими заколонными пакерами. Зоны неколлектора выделялись глухими трубами. Схема заканчивания привязана к распределению профиля проницаемости вдоль горизонтального ствола скважины.

2. Система контроля притока ICD ResFlow с противопесочными фильтрами и разбухающими заколонными пакерами. Зоны неколлектора выделялись глухими трубами. Схема заканчивания соответствует уже установленному оборудованию на скважине.

3. Адаптивная система регулирования притока (АСРП) с противопесочными фильтрами и разбухающими заколонными пакерами. Зоны неколлектора выделялись глухими трубами. Схема заканчивания привязана к распределению профиля проницаемости вдоль горизонтального ствола скважины.

Разработка пласта на месторождении им. Ю. Корчагина демонстрирует разнообразие в фильтрационных характеристиках. Профиль проницаемости одной из скважин представлен в рис. 1 [1].

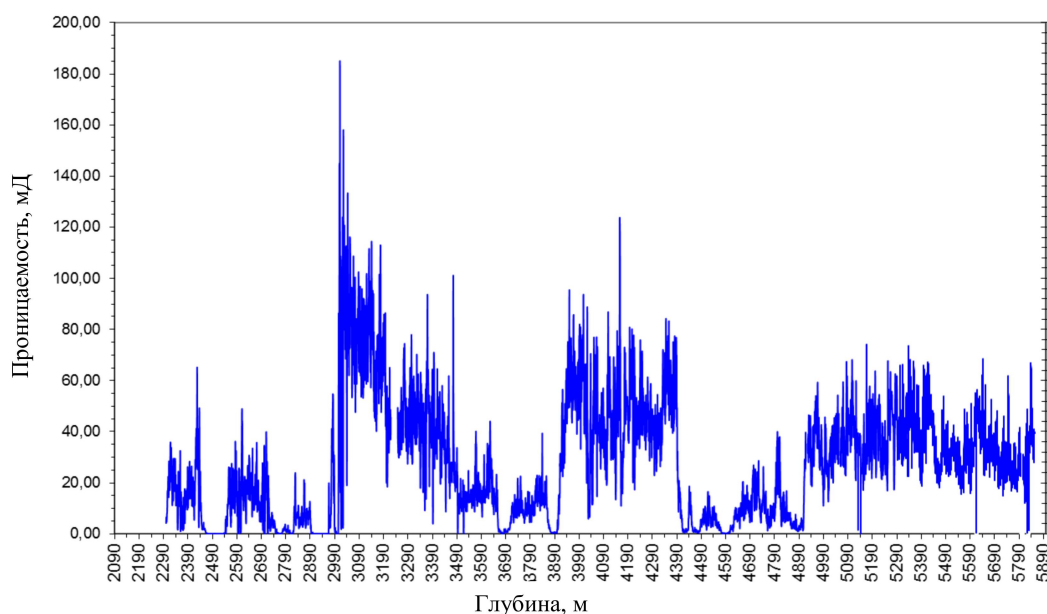


Рис. 1. Профиль проницаемости скважины

Fig. 1. Well permeability profile

При завершении скважины открытым стволом или хвостовиком отсутствует регулирование притока, что приводит к стремительному прорыву газа или воды в «пятке» скважины и в зонах с высокой проницаемостью.

В случае применения горизонтальных скважин

их ствол располагается максимально удаленно от газонефтяного контакта (ГНК), находясь всего в нескольких метрах от водонефтяного контакта (ВНК).

Отбор нефти из таких скважин может осуществляться из-за снижения давления в близлежащих дренажных интервалах. Как результат, газ из газо-

Абуталиева И. Р., Петренко К. Д., Байрамкулов Р. М. Подбор оптимальных устройств контроля притока для эффективной разработки месторождения им. Ю. Корчагина

вой шапки и подошвенная вода проникают в дренажные зоны, формируя конусы газа и воды. Это приводит к быстрой газификации и обводнению продукции, что значительно снижает дебит нефти до таких уровней, при которых дальнейшая эксплуатация становится невыгодной. В итоге наблюдает-

ся снижение объемов добычи и уменьшение коэффициента извлечения нефти из залежи.

Схемы заканчивания и расстановка пакеров для трех сравниваемых систем заканчивания представлены на рис. 2–4 [2].

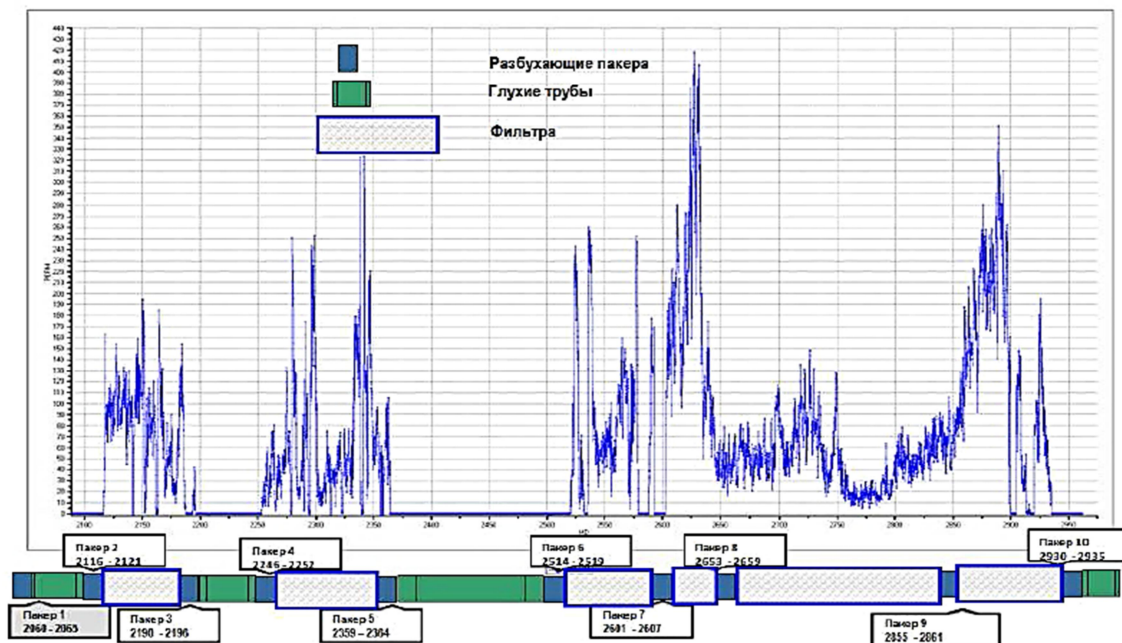


Рис. 2. Расчет для заканчивания противопесочными фильтрами

Fig. 2. Calculation for finishing with anti-dust filters

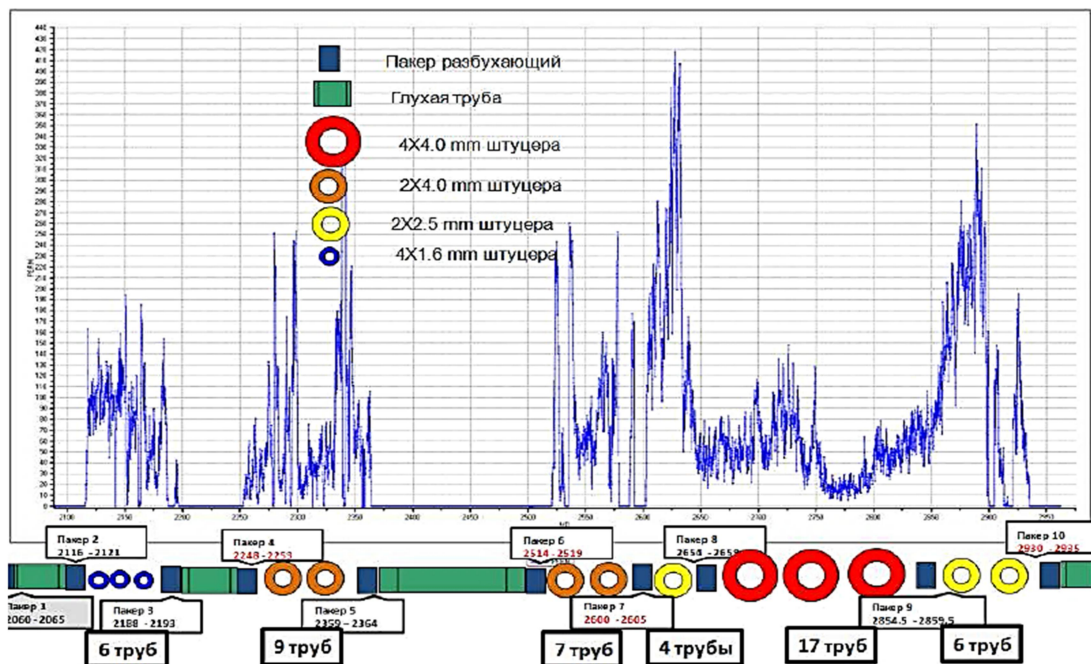


Рис. 3. Расчет для заканчивания ICD ResFlow

Fig. 3. Calculation for ICD ResFlow completion

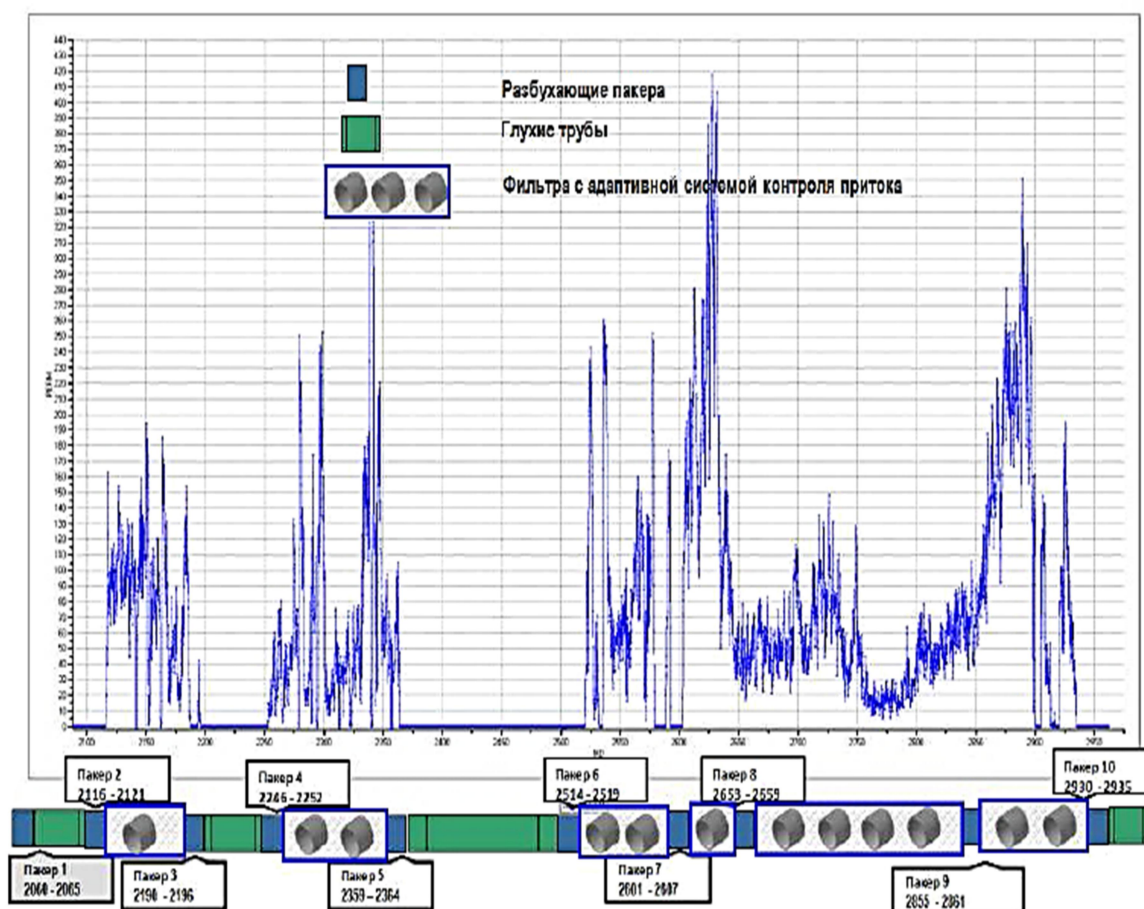


Рис. 4. Расчет для заканчивания фильтрами с адаптивной системой регулирования притока

Fig. 4. Calculation for finishing with filters with an adaptive inflow control system

В качестве системы заканчивания был спущен хвостовик с устройствами контроля притока ResFlow

штуцерного типа (табл. 1). Изначальная степень обводненности данной скважины была высокая – 46 %.

Таблица 1

Table 1

**Характеристики добычи при заканчивании хвостовиком с устройствами контроля притока ResFlow штуцерного типа**

**Characteristics of extraction when finishing with a shank with ResFlow inlet control devices of the fitting type**

Показатель	Значение
Диаметр штуцера на устье, мм	19
Пластовое давление, бар	165
Забойное давление, бар	158,4
Депрессия, бар	6,6
Обводненность, %	46
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	110
Дебит по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	806

После пересчета данных показателей добычи в случае заканчивания противопесочными фильтрами ха-

рактеристики добычи изменились (табл. 2).

Характеристики добычи при заканчивании  
 хвостовиком с противопесочными фильтрами

Extraction characteristics when finished with a shank with anti-dust filters

Показатель	Значение
Пластовое давление, бар	165
Забойное давление, бар	158,4
Депрессия, бар	6,6
Обводненность, %	46
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	110
Дебит по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	1 160

Произошло увеличение дебита по жидкости до 1 160 м<sup>3</sup>/сут при такой же депрессии на пласт в 6,6 бар. Увеличение добычи, прежде всего, связано с тем фактом, что традиционные устройства контроля притока предназначены для выравнивания профиля притока и отсрочки прорывов воды или газа. Это достигается с помощью значительного

штуцирования высокопроницаемых зон, что приводит к существенному снижению дебита скважины.

Профиль притока нефти и воды в случае заканчивания хвостовиком с противопесочными фильтрами, а также профиль проницаемости представлены на рис. 5.

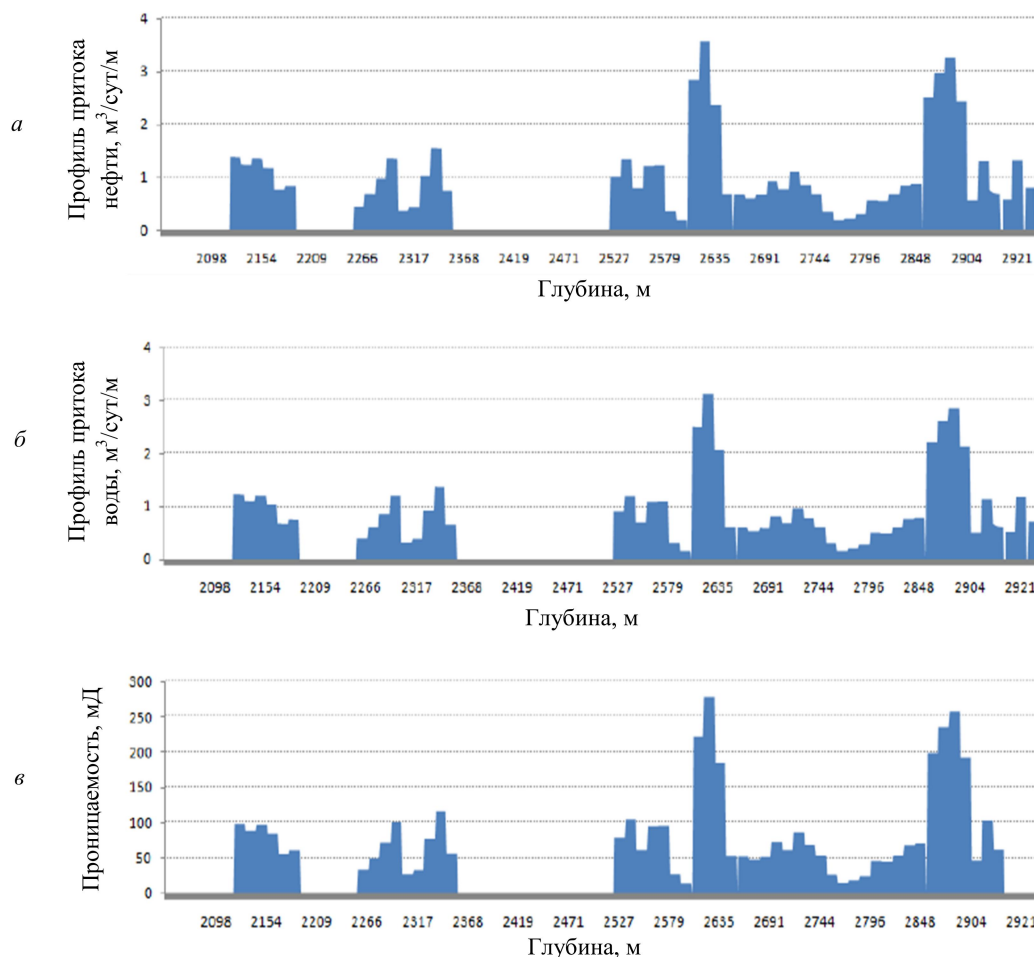


Рис. 5. Заканчивание противопесочными фильтрами:  
 а – профиль притока нефти; б – профиль притока воды; в – проницаемость

Fig. 5. Finishing with anti-dust filters:  
 а – oil inflow profile; б – water inflow profile; в – permeability

Согласно рис. 5, профили притока по воде и нефти коррелируют с профилем проницаемости по стволу скважины.

Моделирование АСРП было проведено с учетом

ограничения расхода жидкости на уровне  $4 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{м}$  в забойных условиях (с учетом длины фильтра 11 метров – ограничение составляет  $44 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{фильтр}$ ). Распределение притока показано на рис. 6.

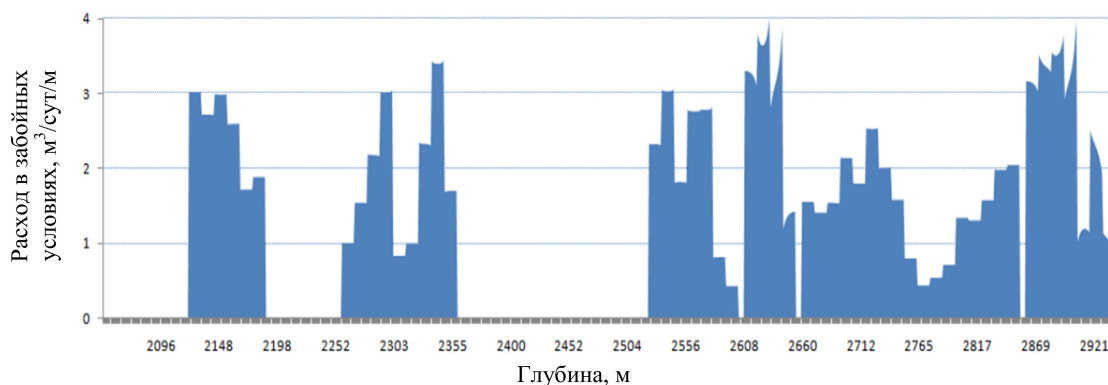


Рис. 6. Заканчивание адаптивной системой регулирования притока

Fig. 6. Completion of an adaptive inflow control system

В табл. 3 представлены характеристики добычи для данного условия.

Таблица 3

Table 3

**Характеристики добычи при заканчивании адаптивной системой регулирования притока «ВОРМХОЛС»**

**Characteristics of production at the end of the adaptive inflow control system “WORMHOLES”**

Показатель	Значение
Пластовое давление, бар	165
Забойное давление, бар	158,4
Депрессия, бар	6,6
Обводненность, %	46
Газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$	110
Дебит по жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$	955

Таким образом, дебиты для систем заканчивания противопесочными фильтрами, системой контроля притока ResFlow и АСРП «ВОРМХОЛС» составили 1 160, 806, 955  $\text{м}^3/\text{сут}$  по жидкости и 626, 435, 516  $\text{м}^3/\text{сут}$  по нефти (при обводненности 46 %) соответственно при депрессии 6,6 бар. Ограничение для АСРП «ВОРМХОЛС» в  $4 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{м}$  в забойных условиях привело к снижению дебита по нефти с 626 (в случае использования противопесочных фильтров) до 516  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Поскольку АСРП не требует значительного штуцирования высокопроницаемых зон, она обеспечивает дебит по нефти на начальном

этапе ввода скважины в эксплуатацию на  $81 \text{ м}^3/\text{сут}$  больше, чем система контроля притока ResFlow.

Следовательно, на начальном этапе работы скважины более эффективной системой устройств контроля притока (УКП) является АСРП «ВОРМХОЛС», позволяющая не снижать дебит по нефти значительно, тем самым повышая экономическую рентабельность проекта.

**Прорыв воды по высокопроницаемой зоне [1]**

На рис. 7 представлен профиль насыщенности скважины по воде.

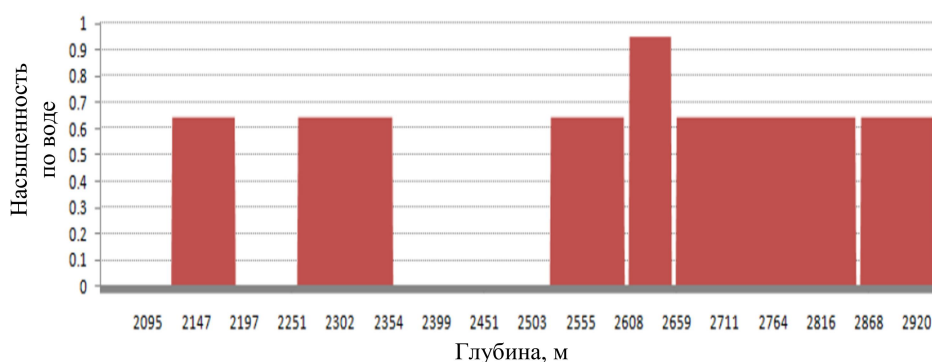


Рис. 7. Прорыв воды по высокопроницаемой зоне

Fig. 7. Water breakthrough in a highly permeable zone

Согласно рис. 7, прорыв воды ожидается в высокопроницаемой зоне 2 608–2 659 м. Для случая заканчивания скважины устройствами контроля притока данная зона будет предварительно значительно

заштукатурена.

В табл. 4 представлена сводка показателей добычи для различных систем заканчивания для случая прорыва по высокопроницаемой зоне.

Таблица 4

Table 4

**Сравнение показателей добычи для различных систем заканчивания для случая прорыва по высокопроницаемой зоне**

**Comparison of production figures for different completion systems for the case of a breakthrough in a highly permeable zone**

Показатель	Вид заканчивания		
	Фильтр	ICD ResFlow	АСРП «ВОРМХОЛС»
Пластовое давление, бар	165	165	165
Забойное давление, бар	158,4	158,4	158,4
Депрессия, бар	6,6	6,6	6,6
Обводненность, %	80	53,5	52,6
Дебит по воде, м <sup>3</sup> /сут	1 602	444	510
Дебит по нефти, м <sup>3</sup> /сут	406	386	460

Согласно приведенным результатам табл. 4, обе системы контроля притока показали достаточно хорошие возможности по снижению обводненности, по сравнению с противопесочными фильтрами: ICD ResFlow – за счет предварительного значительного штукатуривания данной области, АСРП «ВОРМХОЛС» – за счет возможности подстроиться под изменившиеся характеристики притока. Для случая АСРП «ВОРМХОЛС» обеспечивается наибольший дебит по нефти – 460 м<sup>3</sup>/сут, по сравнению с 386 м<sup>3</sup>/сут для ICD ResFlow и 406 м<sup>3</sup>/сут для противопесочного фильтра. При этом АСРП «ВОРМХОЛС» обеспечивает наименьший процент обводненности. Это объясняется тем, что данное заканчивание позволяет ограничивать приток именно в той зоне, где произошло значительное измене-

ние характеристики притока (в нашем случае – прорыв воды). Для ICD ResFlow необходимо заранее снизить дебит из всех высокопроницаемых зон путем значительного штукатуривания, опасаясь прорыва по этим зонам. Для случая заканчивания противопесочными фильтрами без всяких устройств контроля притока прорыв воды приводит к резкому росту обводненности.

**Прорыв воды по низкопроницаемой зоне [1]**

В следующем модельном примере, представленном на рис. 8, изначально не ожидается проблема с обводненностью, и, соответственно, в случае заканчивания стандартными устройствами контроля притока, уровень штукатуривания незначителен.



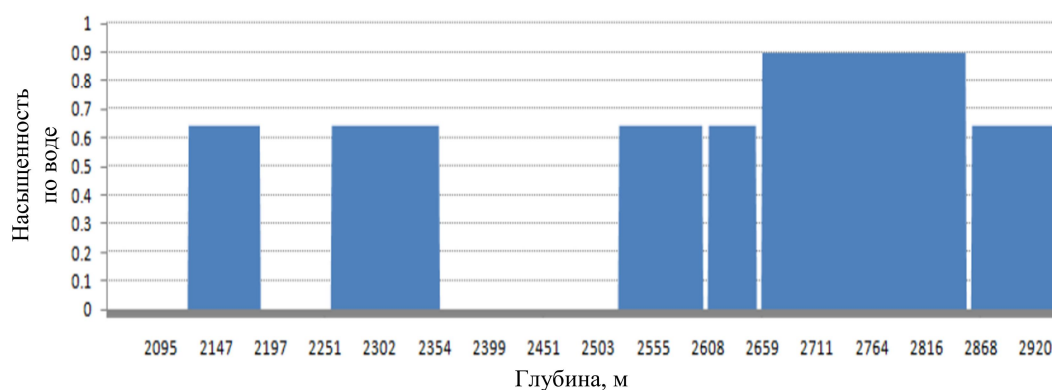


Рис. 8. Прорыв воды по низкопроницаемой зоне

Fig. 8. Water breakthrough in a low-permeability zone

В табл. 5 представлена сводка показателей добычи для различных систем заканчивания для слу-

чая прорыва по низкопроницаемой зоне.

Таблица 5

Table 5

**Сравнение показателей добычи для различных систем заканчивания для случая прорыва по низкопроницаемой зоне**

**Comparison of production figures for different completion systems for the case of a breakthrough in a low-permeability zone**

Показатель	Вид заканчивания		
	Фильтр	ICD ResFlow	АСРП «ВОРМХОЛС»
Пластовое давление, бар	165	165	165
Забойное давление, бар	158,4	158,4	158,4
Депрессия, бар	6,6	6,6	6,6
Обводненность, %	79	82	68
Дебит по воде, м <sup>3</sup> /сут	1 497	1246	807
Дебит по нефти, м <sup>3</sup> /сут	405	273	371

Расчеты показали, что АСРП «ВОРМХОЛС» позволяет значительно снизить дебит по воде по сравнению с обычным фильтром (807 против 1 497 м<sup>3</sup>/сут), при этом практически не теряя добычу нефти (371 против 405 м<sup>3</sup>/сут). Это происходит за счет ограничения расхода до 44 м<sup>3</sup>/фильтр в АСРП «ВОРМХОЛС» при прорыве воды по данной зоне. В свою очередь, заканчивание ICD ResFlow показывает наибольший процент обводненности – 82 % и наименьший дебит по нефти – 273 м<sup>3</sup>/сут. Это объясняется тем, что штуцировались, прежде всего, высокопроницаемые зоны. В случае же прорыва по другим зонам данная система работает против себя, ограничивая приток из нефтенасыщенных зон, тогда как поток из прорывных зон практически не ограничен.

Таким образом, в случае прорыва воды наибольшую эффективность показала АСРП «ВОРМХОЛС», позволяющая подстраиваться под изменение характеристик притока в течение времени, вне зависимости от места прорыва воды. По результатам расчетов АСРП «ВОРМХОЛС» показала значительное сни-

жение обводненности по сравнению с другими видами заканчивания и высокий дебит по нефти.

При прорыве воды ICD ResFlow довольно эффективно работает в случае «предугадывания» места прорыва и соответствующего штуцирования данной области. В случае же неожиданного места прорыва данная система оказывается практически бесполезна. При этом дебит нефти и в том, и в другом случае значительно меньше (по сравнению с заканчиванием фильтрами без устройств контроля притока и с системой АСРП «ВОРМХОЛС») из-за необходимости штуцировать скважину на забое по всей длине с самого начала эксплуатации.

**Прорыв газа по высокопроницаемой зоне [1]**

На рис. 9 представлен модельный вариант, при котором ожидается прорыв газа в зоне ~ 2 634 м. В связи с этим, для случая заканчивания скважины устройствами контроля притока данная зона будет предварительно значительно заштуцирована.

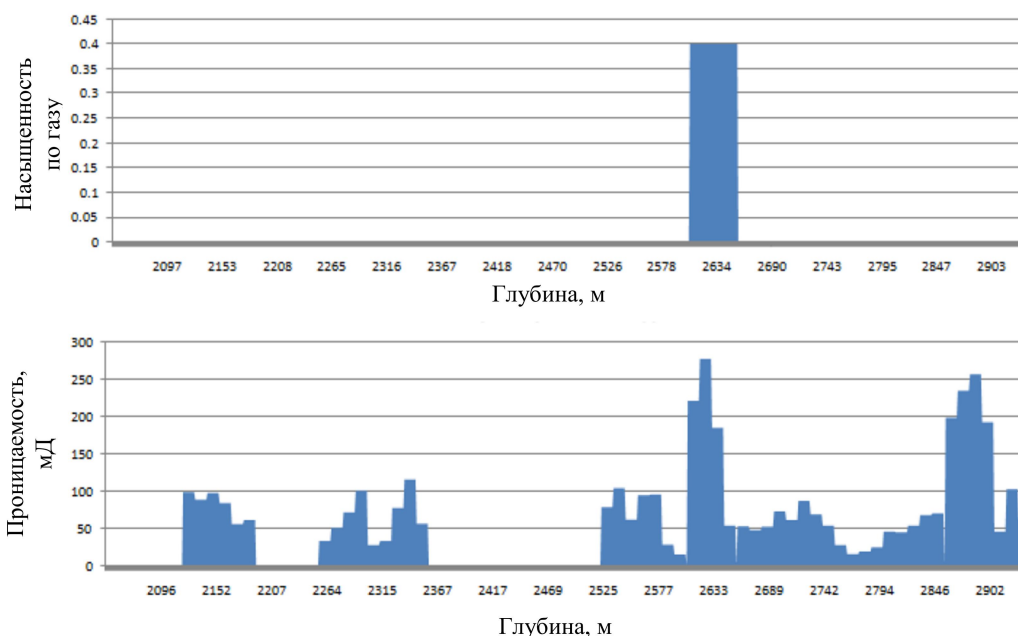


Рис. 9. Прорыв газа по высокопроницаемой зоне

Fig. 9. Gas breakthrough in a highly permeable zone

В табл. 6 представлена сводка показателей добычи прорыва по высокопроницаемой зоне. чичи для различных систем заканчивания для случая

Таблица 6

Table 6

**Сравнение показателей добычи для различных систем заканчивания для случая прорыва газа по высокопроницаемой зоне**

**Comparison of production figures for different completion systems for the case of a gas breakthrough in a highly permeable zone**

Показатель	Вид заканчивания		
	Фильтр	ICD ResFlow	АСРП «ВОРМХОЛС»
Пластовое давление, бар	165	165	165
Забойное давление, бар	158,4	158,4	158,4
Депрессия, бар	6,6	6,6	6,6
Обводненность, %	46	46	46
Дебит по воде, м <sup>3</sup> /сут	323	338	396
Дебит по нефти, м <sup>3</sup> /сут	371	385	453
Дебит по газу, м <sup>3</sup> /сут	0,760 · 10 <sup>6</sup>	0,095 · 10 <sup>6</sup>	0,069 · 10 <sup>6</sup>
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	2 049	247	153

Согласно приведенным результатам табл. 6, обе системы контроля притока показали достаточно хорошие возможности по снижению дебита газа по сравнению с противопесочными фильтрами: ICD ResFlow – за счет предварительного значительного штуцирования данной области, АСРП «ВОРМХОЛС» – за счет возможности подстроиться под изменившиеся характеристики притока. При этом возможности АСРП «ВОРМХОЛС» (газовый фактор – 153 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) по зажатию зоны оказались эффективнее, чем предварительное штуцирование ICD ResFlow (газовый фактор – 247 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>).

Для данного случая АСРП «ВОРМХОЛС» обеспечивает наибольший дебит по нефти – 453 м<sup>3</sup>/сут по сравнению с 385 м<sup>3</sup>/сут для ICD ResFlow и 371 м<sup>3</sup>/сут для противопесочного фильтра.

**Прорыв газа по низкопроницаемой зоне [1]**

На рис. 10 представлен модельный пример, в котором изначально не ожидается проблема с конусообразованием газа, и, соответственно, в случае заканчивания стандартными устройствами контроля притока уровень штуцирования незначителен.

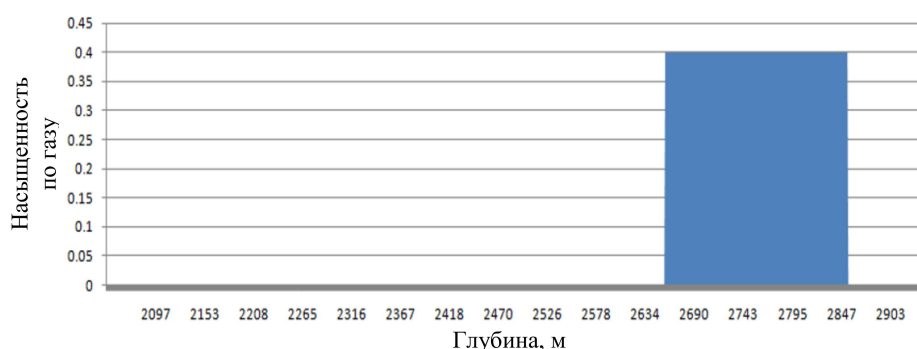


Рис. 10. Прорыв газа по низкопроницаемой зоне

Fig. 10. Gas breakthrough in a low-permeability zone

В табл. 7 предоставлена сводка показателей добычи для различных систем заканчивания для случая прорыва по низкопроницаемой зоне.

Таблица 7

Table 7

**Сравнение показателей добычи для различных систем заканчивания для случая прорыва по низкопроницаемой зоне**

**Comparison of production figures for different completion systems for the case of a breakthrough in a low-permeability zone**

Показатель	Вид заканчивания		
	Фильтр	ICD ResFlow	АСРП «ВОРМХОЛС»
Пластовое давление, бар	165	165	165
Забойное давление, бар	158,4	158,4	158,4
Депрессия, бар	6,6	6,6	6,6
Обводненность, %	46	46	46
Дебит по воде, м <sup>3</sup> /сут	300	227	331
Дебит по нефти, м <sup>3</sup> /сут	344	261	378
Дебит по газу, м <sup>3</sup> /сут	0,807 · 10 <sup>6</sup>	0,648 · 10 <sup>6</sup>	0,147 · 10 <sup>6</sup>
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	2 343	2 483	391

Расчеты табл. 7 показали, что АСРП «ВОРМХОЛС» позволяет значительно снизить газовый фактор по сравнению и с обычным фильтром, и с ICD ResFlow (391 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> против 2 343 и 2 483 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> соответственно), при этом имея наиболее высокий дебит по нефти (378 против 344 м<sup>3</sup>/сут и 261 м<sup>3</sup>/сут соответственно). Это происходит за счет ограничения расхода в 44 м<sup>3</sup>/фильтр в системе АСРП «ВОРМХОЛС» при прорыве газа по данной зоне. В свою очередь, заканчивание ICD ResFlow показывает наибольший газовый фактор и наименьший дебит по нефти. Это объясняется тем, что штуцировались, прежде всего, высокопроницаемые зоны. В случае прорыва по другим зонам, данная система работает против себя, ограничивая приток из нефтенасыщенных зон, тогда как поток из прорывных зон практически не ограничен.

**Заключение**

По результатам моделирования и сравнения трех различных систем заканчивания можно сде-

лать следующие выводы.

1. АСРП «ВОРМХОЛС» эффективно справляется с проблемой газовых прорывов в любых зонах, адаптируясь к изменившимся характеристикам притока. В рамках данного исследования ограничение забойного расхода до 4 м<sup>3</sup>/сут/м для конкретной скважины продемонстрировало высокую эффективность в снижении газового фактора при его прорыве и в управлении дебитом воды. АСРП «ВОРМХОЛС» также продемонстрировала превосходные результаты по добыче нефти, т. к. ее конструкция создает дополнительное сопротивление в критических местах (при прорывах воды или газа), не препятствуя притоку нефти из других частей скважины.

2. Штуцерное устройство ICD ResFlow может быть полезным при прорывах воды или газа в «предсказанной зоне» благодаря заранее установленной системе штуцеров. Однако при изменении характеристик притока, например, из-за наличия проводящего разлома или резкой смены фильтраци-

онных свойств вблизи скважины, а также возможного перетока за заколонными пакерами или их неплотности, эффективность этой системы может сни-

зиться. Кроме того, за счет предпосылок к штуцерованию по всей длине скважины дебит нефти на всех этапах разработки окажется ниже.

#### Список источников

1. Гавура В. Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1995. 496 с.
2. Дайер С., Рейес Я. Э.-Х. Э., Хубер М., Ро И., Рид Д.

Интеллектуальное заканчивание: автоматизированное управление добычей // Нефтегаз. обозрение. 2007. Т. 19, № 4. С. 7.

#### References

1. Gavura V. E. *Geologiya i razrabotka neftyanyh i gazonefityanyh mestorozhdenij* [Geology and development of oil and gas fields]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1995. 496 p.
2. Dajer S., Rejes Ya. E.-H. E., Huber M., Ro I., Rid D.

Intellektual'noe zakanchivanie: avtomatizirovannoe upravlenie dobychej [Intelligent Finishing: automated production management]. *Neftegazovoe obozrenie*, 2007, vol. 19, no. 4, p. 7.

Статья поступила в редакцию 12.09.2024; одобрена после рецензирования 07.11.2024; принята к публикации 18.11.2024  
The article was submitted 12.09.2024; approved after reviewing 07.11.2024; accepted for publication 18.11.2024

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

**Ильмина Растямовна Абуталиева** – кандидат геолого-минералогических наук; доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; ilmira171279@mail.ru

**Ilmira R. Abutalieva** – Candidate of Geologo-Mineralogical Sciences; Assistant Professor of the Department of Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; ilmira171279@mail.ru

**Кристина Дмитриевна Петренко** – студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; kdpetrenko@mail.ru

**Kristina D. Petrenko** – Student of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; kdpetrenko@mail.ru

**Руслан Махсумович Байрамкулов** – студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; Астраханский государственный технический университет; Rusalonz93@gmail.com

**Ruslan M. Bairamkulov** – Student of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields; Astrakhan State Technical University; Rusalonz93@gmail.com

