

НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТАМИ

PETROLEUM ENGINEERING AND PROJECT MANAGEMENT

Научная статья
УДК 553.982.239
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-3-43-48>
EDN OKQZAY

Геолого-промышленные особенности проектирования систем нижнего заканчивания скважин на месторождениях Северного Каспия как основа для эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пласта

*Алексей Витальевич Китель¹✉,
Евгений Анатольевич Духанин², Ильдар Ряшитович Халиуллов³*

¹*Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия, aleksei_kitel@mail.ru*

¹⁻³*ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»,
Астрахань, Россия*

Аннотация. Статья посвящена критически важному аспекту разработки сложных шельфовых месторождений Северного Каспия – оптимизации проектирования систем нижнего заканчивания для эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН). В условиях дорогостоящего и технически сложного морского бурения, санкционного давления и необходимости импортозамещения грамотное проектирование схем нижнего заканчивания становится ключевым фактором экономической жизнеспособности проектов, в т. ч. и на Северном Каспии. Система нижнего заканчивания не просто этап строительства, а элемент, определяющий управляемость притока, минимизацию осложнений (обводнение, газопроявление и пр.) и успех применяемых МУН на протяжении всего жизненного цикла скважины. Представлена практическая методология, основанная на использовании программного комплекса NETool, разработанного для численного моделирования и оптимизации схем нижнего заканчивания. Комплекс позволяет интегрировать геолого-промышленные данные, детально смоделировать многофазный приток флюидов с учетом устройств управления притоком (УКП) и спрогнозировать продуктивность. Особое внимание уделено количеству фильтров в составе схем нижнего заканчивания скважин, пробуренных на некомпактный коллектор, и результатам моделирования, которые показали, что в данных геологических условиях количество фильтров не оказывает существенного влияния на дебит в краткосрочной перспективе. Отмечена важность долгосрочных эксплуатационных и экономических факторов, таких как риск засорения при недостаточном количестве фильтров или высокая коррозионная активность при большем их количестве. Подчеркивается нерешенность вопроса оптимального количества фильтров и необходимость дальнейшего исследования, включая тесты в разных условиях. Отдельно отмечено влияние на указанные факторы устройств контроля притока, даже при условии опущения их при расчетах. Предложенная методология с использованием NETool является ценным инструментом для повышения технологической эффективности, снижения затрат и обеспечения устойчивости разработки в сложных условиях экономической реальности.

Ключевые слова: нефть, газ, нефтегазовое месторождение, заканчивание скважин, повышение нефтеотдачи пластов, нижнее заканчивание, морские месторождения нефти и газа, оптимизация заканчивания скважин, скважина

Для цитирования: Китель А. В., Духанин Е. А., Халиуллов И. Р. Геолого-промышленные особенности проектирования систем нижнего заканчивания скважин на месторождениях Северного Каспия как основа для эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пласта // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2025. № 3. С. 43–48. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-3-43-48>. EDN OKQZAY.

Original article

Geological and field specifics of designing lower well completion systems in Northern Caspian fields as a basis for effective application of enhanced oil recovery methods

Aleksei V. Kitel¹✉, Evgeniy A. Dukhanin², Ildar R. Khaliullov³

¹Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia, aleksei_kitel@mail.ru✉

¹⁻³LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC,
Astrakhan, Russia

Abstract. The article is devoted to a critically important aspect of the development of complex offshore fields in the Northern Caspian Sea – optimization of the design of bottom-end systems for the effective application of enhanced oil recovery methods (ERM). In conditions of expensive and technically complex offshore drilling, regulatory pressure and the need for import substitution, competent design of bottom-up schemes is becoming a key factor in the economic viability of projects, including in the Northern Caspian Sea. The lower completion system is not just a stage of construction, but an element that determines the controllability of the inflow, minimizing complications (flooding, gas occurrence, etc.) and the success of the applied MUN throughout the life cycle of the well. A practical methodology based on the use of the NETool software package, developed for numerical modeling and optimization of bottom-up circuits, is presented. The complex allows you to integrate geological and field data, simulate in detail the multiphase inflow of fluids, taking into account inflow control devices (ICD), and predict productivity. Special attention is paid to the number of filters in the bottom completion schemes of wells drilled at the Nekom reservoir, and the simulation results, which showed that in these geological conditions, the number of filters does not significantly affect the flow rate in the short term. The importance of long-term operational and economic factors, such as the risk of clogging with an insufficient number of filters or high corrosion activity with a large number of filters, was noted. The unresolved issue of the optimal number of filters and the need for further research, including tests under different conditions, is emphasized. The influence of flow control devices on these factors is separately noted, even if they are omitted in the calculations. The proposed methodology using NETool is a valuable tool for increasing technological efficiency, reducing costs and ensuring the sustainability of development in difficult economic conditions.

Keywords: oil, gas, oil and gas field, well completion, enhanced oil recovery, bottom well completion, offshore oil and gas fields, well completion optimization, well

For citation: Kitel A. V., Dukhanin E. A., Khaliullov I. R. Geological and field specifics of designing lower well completion systems in Northern Caspian fields as a basis for effective application of enhanced oil recovery methods. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2025;3:43-48. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-3-43-48>. EDN OKQZAY.

Введение

Планирование новых скважин на месторождениях Северного Каспия безусловно актуально в связи со стремительным развитием нефтегазовой отрасли в этом регионе и основывающееся на ранее разбурренном фонде добывающих скважин на месторождениях им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского и им. В. И. Грайфера [1].

Нижнее заканчивание нефтедобывающих скважин – завершающий этап строительства скважины, включающий установку оборудования, обеспечи-

вающего эффективный и безопасный доступ к углеводородному пласту. Основная цель установки дорогостоящего оборудования систем нижнего заканчивания (фильтров, устройств контроля притока, обсадных колонн и пакеров) – максимизация дебита, минимизация обводнения/газопроявления и разрушения пласта.

В условиях санкций, роста цен, геополитической нестабильности грамотное планирование нижнего заканчивания становится ключевым фактором рентабельности проектов. Акцент на инно-

вации, локализацию и цифровизацию позволяет снизить зависимость от внешних факторов и сохранить конкурентоспособность даже в сложных рыночных условиях. Особенно это актуально для морских месторождений – это не просто этап строительства скважин, позволяющий увеличить охват пласта и сократить количество скважин, а элемент, определяющий жизнеспособность всего проекта. Ошибки здесь ведут к многомиллионным убыткам. Постоянное развитие в данном направлении – залог стабильности при разработке месторождений нефтегазодобывающих обществ.

Опыт применения

Модернизация нижнего заканчивания требует комплексного подхода в планировании спуска нижнего заканчивания. На месторождениях Северного Каспия для планирования схем нижнего заканчивания используется программный комплекс NETool – это специализированный численный симулятор, разработанный компанией Halliburton для моделирования и оптимизации нижнего заканчивания скважин. Комплекс обеспечивает высокоточное проектирование систем заканчивания, учи-

тывая геологические условия, характеристики пласта и сложные инженерные решения:

- 1) моделирование притока флюидов – программа создает детальные модели притока углеводородов от забоя до устья, включая работу устройств управления притоком (УКП), многоствольных скважин и тонких пластов;
- 2) интеграция данных – объединяет данные геологоразведки, каротажа и добычи в единую модель;
- 3) оптимизация конфигурации оборудования – позволяет тестировать различные варианты заканчивания (расположение фильтров, пакеров и УКП);
- 4) прогнозирование продуктивности – анализирует влияние дизайна заканчивания на экономику проекта и оценку мультифазных потоков.

Программный комплекс особенно актуален для проектов с использованием интеллектуальных систем заканчивания и многостадийного ГРП, где точность расчетов напрямую влияет на рентабельность.

На основании данного программного обеспечения были проанализированы несколько новых пробуренных скважин на неокомский ярус. На рис. 1 представлены расчеты фактических схем нижнего заканчивания трех скважин.

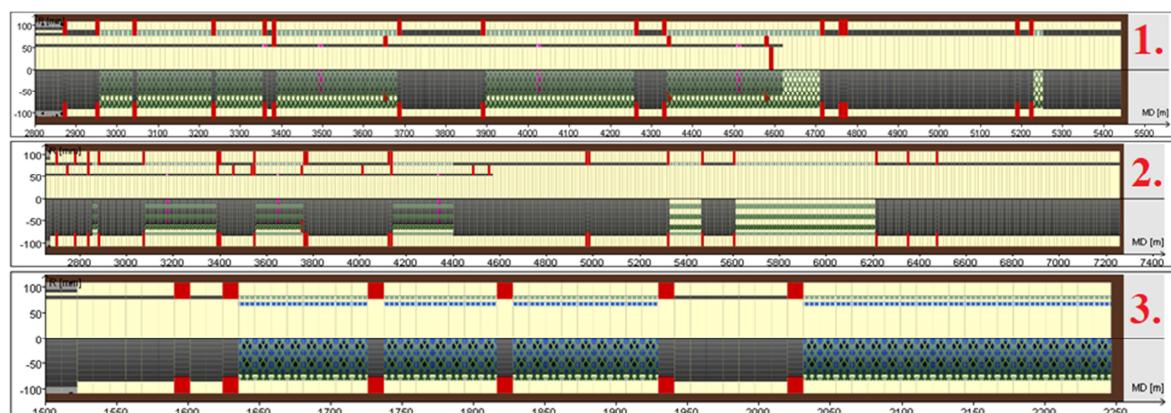


Рис. 1. Схемы нижнего заканчивания скважин-кандидатов

Fig. 1. Schemes of lower completion of candidate wells

Фильтры играют ключевую роль в защите от песка и других механических примесей. Количество фильтров в нижнем заканчивании добывающих скважин напрямую влияет на их технические и эксплуатационные показатели, формируя баланс между эффективностью добычи, надежностью и экономической целесообразностью. Увеличение числа фильтров расширяет площадь контакта с пластом, однако избыток фильтров может создать повышенное гидравлическое сопротивление, приводящее к потерям давления и снижению общей производительности в разрезе полного цикла жизни скважины. Долговечность оборудования также зависит от количества фильтров.

Важным фактором являются геологические ус-

ловия. В неоднородных пластах, например слоистых или трещиноватых, несколько фильтров позволяют перекрыть разные продуктивные зоны, повышая охват добычи. В песчаниках или рыхлых породах акцент делается на защиту от песка с помощью фильтров с гравийной набивкой. При этом стоимость монтажа и обслуживания растет пропорционально количеству фильтров.

Реновация нижнего заканчивания

Выбор оптимального количества фильтров – это поиск компромисса между увеличением дебита, минимизацией засорения и стоимостью внутрискважинного оборудования. Поэтому для скважин-кандидатов были проведены расчеты в программ-

ном комплексе NETool по следующему набору внутриставажинного оборудования (рис. 2, 3):

1) применение 3 фильтров на 100 метров продук-

тивной части пласта;

2) применение 1 фильтра на 100 метров продуктивной части пласта.

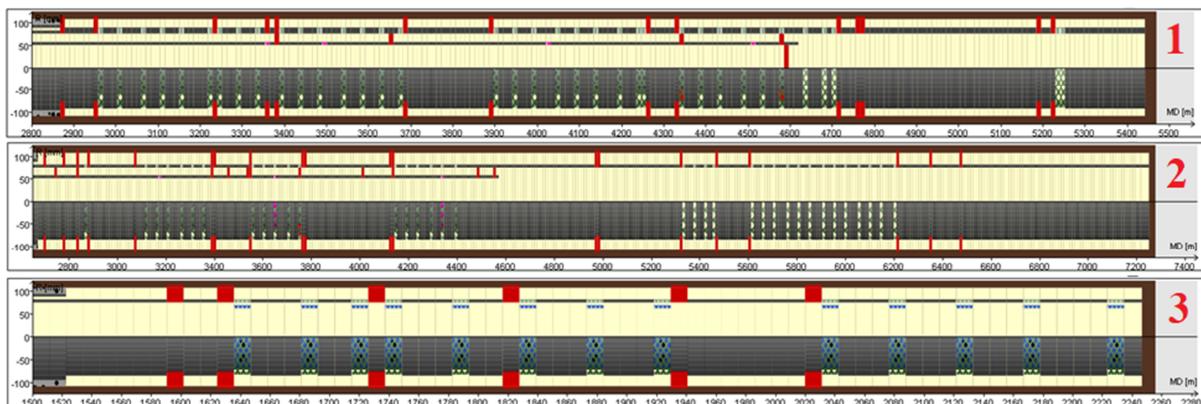


Рис. 2. Измененная схема нижнего заканчивания для скважин с 3 фильтрами на 100 м продуктивного коллектора

Fig. 2. Modified bottom termination scheme for wells with 3 filters per 100 m of productive reservoir

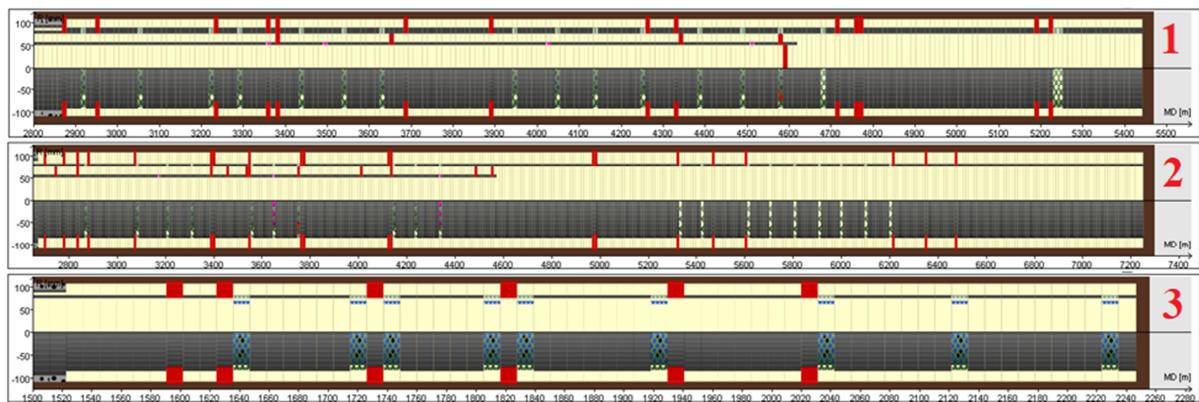


Рис. 3. Измененная схема нижнего заканчивания для скважин с 1 фильтром на 100 м продуктивного коллектора

Fig. 3. Modified bottom termination scheme for wells with 1 filter per 100 m of productive reservoir

Для систематизации материала ниже приведены скриншоты технологических показателей по результатам расчета на программном комплексе в разрезе каждой скважины. На скриншотах в срав-

нении сверху вниз представлен расчет со стандартным набором оборудования нижнего заканчивания, 3 фильтра на 100 м и 1 фильтр на 100 м продуктивного коллектора (рис. 4–6).

Pressure at first node	Oil rate	Gas rate	Water rate	Liquid rate	Gas/oil ratio	Oil/gas ratio	Water cut	Downhole rate	Wellhead pressure	Well P.I. Oil	Well P.I. Gas	Well P.I. Water
[Bar]	[Sm³/day]	[kSm³/day]	[Sm³/day]	[Sm³/day]	[Sm³/Sm³]	[Sm³/Sm³]	[%]	[Rm³/day]	[Bar]	[Sm³/day/Bar]	[kSm³/day/Bar]	[Sm³/day/Bar]
122.095	283.55	22.6892	0.0	283.55	80.0183	0.0124971	0.0	351.753	36.0	73.9614	5.91804	0.0
Pressure at first node	Oil rate	Gas rate	Water rate	Liquid rate	Gas/oil ratio	Oil/gas ratio	Water cut	Downhole rate	Wellhead pressure	Well P.I. Oil	Well P.I. Gas	Well P.I. Water
[Bar]	[Sm³/day]	[kSm³/day]	[Sm³/day]	[Sm³/day]	[Sm³/Sm³]	[Sm³/Sm³]	[%]	[Rm³/day]	[Bar]	[Sm³/day/Bar]	[kSm³/day/Bar]	[Sm³/day/Bar]
122.107	283.799	22.7088	0.0	283.799	80.0175	0.0124973	0.0	352.045	36.0	74.2608	5.94195	0.0
Pressure at first node	Oil rate	Gas rate	Water rate	Liquid rate	Gas/oil ratio	Oil/gas ratio	Water cut	Downhole rate	Wellhead pressure	Well P.I. Oil	Well P.I. Gas	Well P.I. Water
[Bar]	[Sm³/day]	[kSm³/day]	[Sm³/day]	[Sm³/day]	[Sm³/Sm³]	[Sm³/Sm³]	[%]	[Rm³/day]	[Bar]	[Sm³/day/Bar]	[kSm³/day/Bar]	[Sm³/day/Bar]
121.977	281.091	22.4941	0.0	281.091	80.0243	0.0124962	0.0	348.853	36.0	70.8618	5.6707	0.0

Рис. 4. Результаты расчета для скважины-кандидата № 1

Fig. 4. Calculation results for candidate well No. 1

Pressure at first node	Oil rate	Gas rate	Water rate	Liquid rate	Gas/oil ratio	Oil/gas ratio	Water cut	Downhole rate	Wellhead pressure	Well P.I. Oil	Well P.I. Gas	Well P.I. Water
[Bar]	[Sm ³ /day]	[kSm ³ /day]	[Sm ³ /day]	[Sm ³ /day]	[Sm ³ /Sm ³]	[Sm ³ /Sm ³]	[%]	[Rm ³ /day]	[Bar]	[Sm ³ /day/Bar]	[kSm ³ /day/Bar]	[Sm ³ /day/Bar]
123.206	306.828	24.5577	0.0	306.828	80.0373	0.0124942	0.0	379.302	36.0	134.267	10.7434	0.0
Pressure at first node	Oil rate	Gas rate	Water rate	Liquid rate	Gas/oil ratio	Oil/gas ratio	Water cut	Downhole rate	Wellhead pressure	Well P.I. Oil	Well P.I. Gas	Well P.I. Water
[Bar]	[Sm ³ /day]	[kSm ³ /day]	[Sm ³ /day]	[Sm ³ /day]	[Sm ³ /Sm ³]	[Sm ³ /Sm ³]	[%]	[Rm ³ /day]	[Bar]	[Sm ³ /day/Bar]	[kSm ³ /day/Bar]	[Sm ³ /day/Bar]
123.205	306.827	24.5576	0.0	306.827	80.0373	0.0124942	0.0	379.301	36.0	134.265	10.7432	0.0
Pressure at first node	Oil rate	Gas rate	Water rate	Liquid rate	Gas/oil ratio	Oil/gas ratio	Water cut	Downhole rate	Wellhead pressure	Well P.I. Oil	Well P.I. Gas	Well P.I. Water
[Bar]	[Sm ³ /day]	[kSm ³ /day]	[Sm ³ /day]	[Sm ³ /day]	[Sm ³ /Sm ³]	[Sm ³ /Sm ³]	[%]	[Rm ³ /day]	[Bar]	[Sm ³ /day/Bar]	[kSm ³ /day/Bar]	[Sm ³ /day/Bar]
123.205	306.827	24.5576	0.0	306.827	80.0373	0.0124942	0.0	379.301	36.0	134.265	10.7432	0.0

Рис. 5. Результаты расчета для скважины-кандидата № 2

Fig. 5. Calculation results for candidate well No. 2

Pressure at first node	Oil rate	Gas rate	Water rate	Liquid rate	Gas/oil ratio	Oil/gas ratio	Water cut	Downhole rate	Wellhead pressure	Well P.I. Oil	Well P.I. Gas	Well P.I. Water
[Bar]	[Sm ³ /day]	[kSm ³ /day]	[Sm ³ /day]	[Sm ³ /day]	[Sm ³ /Sm ³]	[Sm ³ /Sm ³]	[%]	[Rm ³ /day]	[Bar]	[Sm ³ /day/Bar]	[kSm ³ /day/Bar]	[Sm ³ /day/Bar]
119.396	230.678	18.9049	0.0	230.678	81.9535	0.012202	0.0	292.737	36.0	40.9515	3.35612	0.0
Pressure at first node	Oil rate	Gas rate	Water rate	Liquid rate	Gas/oil ratio	Oil/gas ratio	Water cut	Downhole rate	Wellhead pressure	Well P.I. Oil	Well P.I. Gas	Well P.I. Water
[Bar]	[Sm ³ /day]	[kSm ³ /day]	[Sm ³ /day]	[Sm ³ /day]	[Sm ³ /Sm ³]	[Sm ³ /Sm ³]	[%]	[Rm ³ /day]	[Bar]	[Sm ³ /day/Bar]	[kSm ³ /day/Bar]	[Sm ³ /day/Bar]
119.401	230.773	18.9127	0.0	230.773	81.9537	0.012202	0.0	292.854	36.0	41.0277	3.36237	0.0
Pressure at first node	Oil rate	Gas rate	Water rate	Liquid rate	Gas/oil ratio	Oil/gas ratio	Water cut	Downhole rate	Wellhead pressure	Well P.I. Oil	Well P.I. Gas	Well P.I. Water
[Bar]	[Sm ³ /day]	[kSm ³ /day]	[Sm ³ /day]	[Sm ³ /day]	[Sm ³ /Sm ³]	[Sm ³ /Sm ³]	[%]	[Rm ³ /day]	[Bar]	[Sm ³ /day/Bar]	[kSm ³ /day/Bar]	[Sm ³ /day/Bar]
119.401	230.775	18.9129	0.0	230.775	81.9537	0.012202	0.0	292.856	36.0	41.0291	3.36248	0.0

Рис. 6. Результаты расчета для скважины-кандидата № 3

Fig. 6. Calculation results for candidate well No. 3

Стоит акцентировать внимание, что при проведении расчетов не учитывались УКП. УКП в горизонтальных добывающих скважинах играют ключевую роль в управлении участками, которые часто сталкиваются с проблемой раннего обводнения или прорыва газа при ускоренной отработке высокопроницаемых зон, снижая эффективность добычи нефти. Также УКП в горизонтальных скважинах способствует увеличению конечной нефтеотдачи за счет равномерного дренирования пласта.

Заключение

В результате проведенных расчетов можно сделать вывод, что количество фильтров на 100 м в компоновке нижнего заканчивания не влияют либо влияют на уровне погрешности на разрабатываемые зоны продуктивного коллектора неокомского яруса. Однако формирование вывода по оптимальному количеству фильтров требует учета множества взаимосвязанных факторов, включая целевые показатели добычи и геологию месторож-

дения. При длительной эксплуатации увеличивается риск засорения фильтровой части отложениями, привносимыми из-за движения флюидов из пласта. Засорение приводит к снижению дебита скважины, т. к. для преодоления сопротивления в фильтре требуется большее давление. Но стоит также отметить, что меньшее количество фильтров упрощает последующее обслуживание как самой скважины, так и внутристекущинного оборудования (ВСО), снижая коррозионную активность и упрощая проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ). Вопрос о применении меньшего количества фильтров в компоновке нижнего заканчивания до сих пор остается открытым. Проведение тестов фильтров под добычу в разных геологических условиях не нашло широкого применения в нефтегазовой отрасли современности, но продолжение исследования данного направления необходимо для увеличения экономической эффективности бурения добывающих скважин.

Список источников

1. Китель А. В., Бяков А. П. Использование комплексной интерпретации данных ГИС и статистического анализа фильтрационно-емкостных свойств пласта по разбуренному фонду как основы для планирования нижнего заканчивания горизонтальных скважин на месторождениях Северного Каспия с учетом статистического

анализа данных // Материалы XIV Международ. науч.-практ. конф. «Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа». Астрахань: Изд-во АГТУ, 2023. С. 172–176.

2. Бяков А. П. и др. Эволюция внедрения новых технологий заканчивания на скважинах месторождения им. Ю. Корчагина и опыт эксплуатации интеллектуальных

скважин // SPE-196923-MS: докл. на Рос. конф. SPE по технологиям в нефт. пром-сти, Москва, окт. 2019 г. URL: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/19RPTC/19RPTC/D023S028R003/219256?redirectedFrom=PDF> (дата обращения: 01.08.2025).

3. Перевалова С. А., Сеферов М. З., Соловьев В. А. Новые технологии заканчивания горизонтальных скважин // Молод. ученый. 2024. № 50 (549). С. 84–86.

References

1. Kitel' A. V., Bjakov A. P. Ispol'zovanie kompleksnoj interpretacii dannyh GIS i statisticheskogo analiza fil'tracionno-emkostnyh svojstv plasta po razburennomu fondu kak osnov dlja planirovaniya nizhnego zakanchivaniya gorizonta'nyh skvazhin na mestorozhdenijah Severnogo Kaspija s uchetom statisticheskogo analiza dannyh [The use of a comprehensive interpretation of GIS data and statistical analysis of the filtration and reservoir properties of the drilled reservoir as the basis for planning the lower completion of horizontal wells at the North Caspian deposits, taking into account statistical data analysis]. *Materialy XIV Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii «Novejshie tehnologii osvoenija mestorozhdenij uglevodorodnogo syr'ja i obespechenie bezopasnosti jekosistem Kaspijskogo shelfa»*. Astrahan', Izd-vo AGTU, 2023. Pp. 172–176.

2. Bjakov A. P. i dr. Jevoljucija vnedrenija novyh tehnologij zakanchivanija na skvazhinah mestorozhdenija im. Ju. Korchagina i opyt jeksploatacii intellektual'nyh skvazhin [The evolution of the introduction of new finishing technologies at the wells of the Y. Korchagin field and the experience of operating intelligent wells]. *SPE-196923-MS: doklad na Rossijskoj konferencii SPE po tehnologijam v nefjanoj promyshlennosti, Moskva, oktyabr' 2019 g.* Available at: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/19RPTC/19RPTC/D023S028R003/219256?redirectedFrom=PDF> (accessed: 01.08.2025).

3. Perevalova S. A., Seferov M. Z., Solodovnikov V. A. Novye tehnologii zakanchivanija gorizonta'nyh skvazhin [New technologies for finishing horizontal wells]. *Molodoj uchenyyj*, 2024, no. 50 (549), pp. 84–86.

Статья поступила в редакцию 29.05.2025; одобрена после рецензирования 19.08.2025; принятa к публикации 15.09.2025
The article was submitted 29.05.2025; approved after reviewing 19.08.2025; accepted for publication 15.09.2025

Информация об авторах / Information about the authors

Алексей Витальевич Китель – аспирант кафедры геологии нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; инженер по гидродинамическому моделированию 1 категории отдела мониторинга разработки нефтяных и газовых месторождений и повышения нефтеотдачи пластов; ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»; aleksei_kitel@mail.ru

Евгений Анатольевич Духанин – инженер по гидродинамическому моделированию 1 категории отдела мониторинга разработки нефтяных и газовых месторождений и повышения нефтеотдачи пластов; ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»; Evgeniy.Dukhanin@lukoil.com

Ильдар Рашитович Халиуллов – ведущий геолог отдела мониторинга разработки нефтяных и газовых месторождений и повышения нефтеотдачи пластов; ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»; KhaliullovIR@lukoil.com

Aleksei V. Kitel – Postgraduate Student of the Department of Geology of Oil and Gas; Astrakhan State Technical University; 1st Category Hydrodynamic Modeling Engineer of the Department for Monitoring the Development of Oil and Gas Fields and Enhanced Oil Recovery; LUKOIL-Nizhnevолжскнефть, LLC; aleksei_kitel@mail.ru

Evgeniy A. Dukhanin – 1st Category Hydrodynamic Modeling Engineer of the Department for Monitoring the Development of Oil and Gas Fields and Enhanced Oil Recovery; LUKOIL-Nizhnevолжскнефть, LLC; Evgeniy.Dukhanin@lukoil.com

Ildar R. Khaliullov – Leading Geologist of the Department for Monitoring the Development of Oil and Gas Fields and Enhanced Oil Recovery; LUKOIL-Nizhnevолжскнефть, LLC; KhaliullovIR@lukoil.com