

НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТАМИ

PETROLEUM ENGINEERING AND PROJECT MANAGEMENT

Научная статья
УДК 553.988.23
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2026-2-51-57>
EDN MWKNAN

Повышение эффективности разработки аптской залежи месторождений Северного Каспия многозабойными скважинами с интеллектуальным заканчиванием

Алексей Витальевич Китель^{1✉}, Евгений Анатольевич Духанин²

*^{1,2}ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»,
Астрахань, Россия, aleksei_kitel@mail.ru[✉]*

*¹Астраханский государственный технический университет,
Астрахань, Россия*

Аннотация. Разработка нефтяных месторождений представляет собой сложный многоэтапный процесс, требующий применения передовых технологий для максимизации извлечения углеводородов и обеспечения экономической эффективности, особенно когда это морские месторождения, где капитальные затраты в несколько раз больше, чем на суше. На одном из месторождений Северного Каспия в рамках опытно-промышленных разработок были пробурены две скважины на аптскую залежь. Плановый дебит после проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) достигнут не был, ввиду высокого газового фактора. Аптская залежь месторождений, характеризующаяся специфическими геологическими условиями и неоднородностью коллектора, ставит перед специалистами ряд задач, связанных с оптимальным вскрытием продуктивного пласта и управлением добычей. Снижение дебита диктует потребность в разработке и применении технологий, позволяющих повысить нефтеотдачу и продлить срок эксплуатации скважин. Использование многозабойных скважин (МЗС) в сочетании с системами интеллектуального заканчивания (СИЗ) открывает новые перспективы для эффективной разработки коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, к которым относится аптская залежь месторождений Северного Каспия. МЗС позволяют увеличить площадь охвата пласта и повысить дренируемый объем, в то время как СИЗ предоставляют возможность оперативного контроля по зонам и управления процессом добычи в режиме реального времени. Традиционные методы разработки зачастую оказываются недостаточно эффективными в таких условиях, что обуславливает необходимость поиска и внедрения инновационных подходов. При проработке оптимизации проектного решения при непосредственном участии авторов статьи предложено изменение конструкции скважин с МГРП на многозабойное исполнение.

Ключевые слова: нефтедобыча, аптская залежь, морские месторождения, многозабойные скважины, интеллектуальное заканчивание, фильтрационно-емкостные свойства, коэффициент извлечения нефти, клапан контроля притока, нефтеотдача, коллектор, газовый фактор, оптимизация конструкции скважины, схема нижнего заканчивания, гидродинамические параметры, технологический эффект

Для цитирования: Китель А. В., Духанин Е. А. Повышение эффективности разработки аптской залежи месторождений Северного Каспия многозбойными скважинами с интеллектуальным заканчиванием // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2026. № 2. С. 51–57. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2026-2-51-57>. EDN MWKNAN.

Original article

Increasing the efficiency of the Aptskaya deposit development in the North Caspian fields using multi-hole wells with intelligent completion

Aleksei V. Kitel¹✉, Evgeniy A. Dukhanin²

^{1,2}LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC,
Astrakhan, Russia, aleksei_kitel@mail.ru✉

¹Astrakhan State Technical University,
Astrakhan, Russia

Abstract. The development of oil fields is a complex multi-stage process that requires the use of advanced technologies to maximize the extraction of hydrocarbons and ensure economic efficiency, especially in offshore fields where capital costs are several times higher than onshore. In one of the fields in the Northern Caspian Sea, two wells were drilled into an Aptian reservoir as part of an experimental development. However, the planned flow rate was not achieved after a multi-stage hydraulic fracturing (MSHF) due to the high gas factor. The Apt deposit of the fields, characterized by specific geological conditions and collector heterogeneity, poses a number of challenges for specialists related to the optimal opening of the productive reservoir and production management. The decrease in production dictates the need for the development and application of technologies that can increase oil recovery and extend the life of wells. The use of multi-borehole wells (MBW) in combination with intelligent completion systems (ICS) opens up new prospects for the efficient development of reservoirs with low filtration and capacity properties, which includes the Apt deposit of the North Caspian fields. MGS allows to increase the area of the reservoir coverage and increase the drained volume, while ICS provides the possibility of operational control by zones and control of the extraction process in real time. Traditional methods of development often prove to be insufficiently effective in such conditions, which causes the need to search for and implement innovative approaches. When working out the optimization of the design solution, with the direct participation of the authors of the article, it was proposed to change the design of wells from MSHF to multilateral execution.

Keywords: oil production, Aptskaya deposit, offshore fields, multi-hole wells, intelligent completion, filtration and capacity properties, oil recovery factor, inflow control valve, oil recovery, reservoir, gas factor, well design optimization, bottom-hole completion scheme, hydrodynamic parameters, technological effect

For citation: Kitel A. V., Dukhanin E. A. Increasing the efficiency of the Aptskaya deposit development in the North Caspian fields using multi-hole wells with intelligent completion. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2026;2:51-57. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2026-2-51-57>. EDN MWKNAN.

Анализ геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств аптской залежи месторождения-примера «В»

Изучение геологического строения шельфа Каспийского моря геофизическими методами начато в 30-е годы XX в. Были выполнены первые гравиметрические работы, региональные исследования, включающие геолого-съёмочные работы, электро-разведку и сейсморазведку.

В свде структуры была заложена первая поисковая скважина № 1-Р. В результате проводки этой скважины в разрезе нижнемелового комплекса отложения альбского и аптского яруса было открыто газоконденсатное месторождение «В».

Продуктивный разрез аптского яруса месторождения «В» охарактеризован керном из разведочных скважин. В отложениях апта преобладают алевролиты с незначительной и редкой примесью зерен песчаной фракции. В целом аптские отложения немногим менее глинистые, чем альбские. Коллекторами в отложениях аптского яруса являются алевролиты с размером обломков более 0,04 мм. Нефтяная оторочка аптской залежи подтверждена испытаниями в колонне и опробованиями на кабеле в разведочных скважинах. Краткая характеристика аптской залежи месторождения «В» представлена в табл. 1 (ГНК – газонефтяной контакт; ГВК – газовойдной контакт; ВНК – водонефтяной контакт).

Таблица 1

Table 1

Характеристика аптской залежи месторождения «В»

Characteristics of the Aptskaya deposit of the “B” fields

Тип залежи	Возраст отложений	Размер залежи (в пределах уровня подсчета), км	Высота залежи, м	Средневзвешенная эффективная толщина по скважинам, м		Тип коллектора	Условные уровни подсчета, а.о., м		
				нефтенасыщенная	газонасыщенная		ГНК	ГВК	ВНК
Газоконденсатно-нефтяная, пластовая	Основная залежь	20,5 × 5,0	~70	13,8	9,4	Терригенный, алевролит с прослоями аргиллитов, поровый	-1 291,7	–	-1 324,3
Газоконденсатная, пластовая	Восточная залежь	1,0 × 0,6	~10	–	3,0		–	-1 336,5	–

Анализ фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород аптского яруса свидетельствует о литологической идентичности разновозрастных пород месторождения «В» и ближайшего месторождения «И», что позволяет использовать единую петрофизическую основу при интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС). Выявлены участки с высокими значениями пористости и проницаемости, которые являются основными коллекторами углеводородов.

Изучение характера распределения коллекторов и их ФЕС в пределах аптской залежи месторождения «В» позволило определить наиболее перспективные зоны для дальнейшего бурения и оптимизации добычи.

Обоснование выбора оптимальной конструкции многозбойных скважин с учетом специфики залежи

В рамках опытно-промышленных разработок (ОПР) были закончены строительством две скважины на аптскую залежь № 1 (стандартной конструкции) и № 2 (оптимизированной конструкции). Оптимизация конструкции аптских скважин осуществлена за счет уменьшения глубины спуска эксплуатационной колонны до кровли альбского яруса и спуском хвостовика с разобшением альбского и аптского ярусов с использованием самонабухающих пакеров (рис. 1).

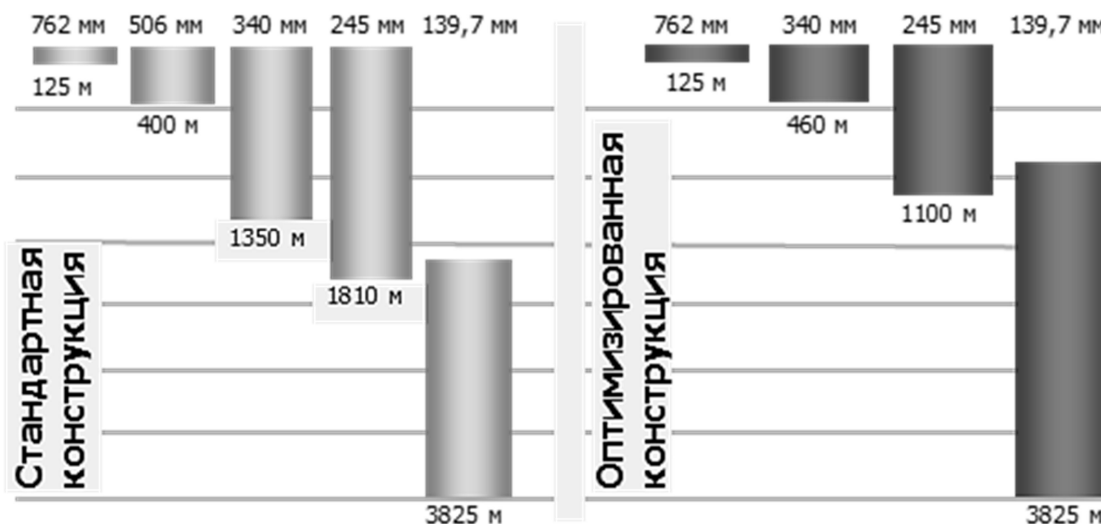


Рис. 1. Типовая схема стандартной и оптимизированной конструкции скважины

Fig. 1. A typical scheme of a standard and optimized well design

По результатам строительства аптских скважин по разным типам конструкций была сформирована

сравнительная табл. 2.

Таблица 2

Table 2

Сравнение результатов строительства аптских скважин
Comparison of the results of the construction of the Aptian wells

№ скважины	Тип конструкции	Плотность бурового раствора, г/см ³	Дебит нефти до МГРП	Проходка, м	Стоимость бурения скважины, тыс. руб.	Удельная стоимость, тыс. руб./м проходки
1	Стандартная	1,30	91	3 924	1 930 627,32	491,75
2	Оптимизированная	1,47	42	4 038	1 265 224,90	303,42

По результатам исследований отмечено увеличение репрессии на пласт в следствии повышения эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора, что приводит к ухудшению ФЕС коллектора. Наиболее резкое падение коэффициента восстановления проницаемости $K_{\text{восст}}$ отмечено при эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) бурового раствора более 1,64 г/см³ (что соответствует значению статической плотности 1,45 г/см³). Данная закономерность обусловлена формированием более плотной фильтрационной корки бурового раствора и более глубоким внедрением раствора и его фильтрата в поры и трещины пласта. Таким об-

разом, отмечается снижение коэффициента восстановления проницаемости при повышении плотности РУО MEGADRIL.

В ноябре 2025 г. завершено проведение многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на скважине № 2 с недостижением планового дебита ввиду высокого газового фактора (-32 % от плана). Вариант проведения ГРП для каждой стадии определялся на основании ранг-рейтинговой оценки результатов многовариантного моделирования дизайнов ГРП с учетом геолого-гидродинамического моделирования с целью минимизации дебитов воды и газа (табл. 3).

Таблица 3

Table 3

Массовый расход пропанта на каждую стадию
Mass consumption of propane at each stage

Стадия	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
Масса пропанта, т	20	10	20	20	20	10	5	10	10	5	5	0	5	0	0

Накопленная добыча по аптской залежи для различных вариантов составила:

- горизонтальная скважина (ГС) с МГРП – 2,2 млн т;
- ГС с МГРП + прорыв в газовой шапке – 1,7 млн т;
- многозбойная скважина (МЗС) – 2,7 млн т (предлагаемый вариант).

Таким образом, МЗС позволяют одновременно охватить значительную площадь продуктивного пласта за счет бурения одного ствола до кровли или подошвы пласта, а затем отвода от него нескольких горизонтальных боковых стволов (горизонтов), дренирующих продуктивную часть аптской залежи. Данный подход обеспечивает существенное снижение риска прорыва газа из газовой шапки (в отличии от МГРП), повышение степени дренирования и, как следствие, увеличение общего коэффициента извлечения нефти (КИН) [3].

Моделирование схемы нижнего заканчивания

Моделирование нижнего заканчивания МЗС с применением систем интеллектуального закан-

чивания (СИЗ) представляет собой сложную, но крайне важную задачу. Целью такого моделирования является определение оптимальной конфигурации стволов, расположения фильтрационных секций и последовательности установки интеллектуальных клапанов [1]. При этом учитываются такие факторы, как гидродинамические параметры пласта, ожидаемые профили притока, потенциал водо- и газопроявлений, а также ограничения по давлению и температуре. Разработка детальных моделей позволяет прогнозировать поведение скважины в различных режимах эксплуатации и избегать нежелательных сценариев, например преждевременного обводнения или загазирования.

Предполагается установка двух фильтров напротив каждого Fish bone (ФБ), а также в основном стволе, исходя из соотношения 65 % фильтров / 35 % глухой трубы [2]. На основе просчитанной на буримость траектории и предполагаемых потребностей во внутрискважинном оборудовании сформирована предварительная схема нижнего заканчивая по МЗС № 4 (рис. 2).

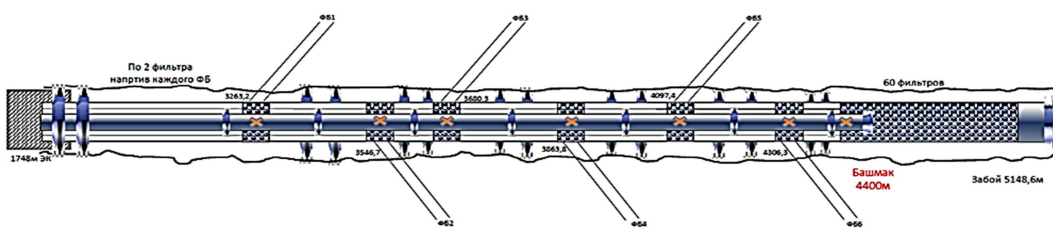


Рис. 2. Проект схемы заканчивания многозабойной скважины № 4 месторождения «В»

Fig. 2. Draft completion scheme for multi-hole well No. 4 of the “B” field

Ключевым этапом создания схемы является декомпозиция пластового резервуара на отдельные дренируемые зоны. Далее для каждой из этих зон устанавливается клапан контроля притока VAM TOP (электрический клапан контроля притока (ЭККП)).

Многопозиционный ЭККП – интеллектуальная система контроля скважины, полностью управляемая с поверхности, которая позволяет точно и надежно управлять потоком флюидов в каждой зоне

добычи без скважинных вмешательств. Регулирование притока осуществляется через клапан, который имеет 6 положений штуцерования. Клапан приводится в действие мотором и контролируется электрической системой управления. Каждый клапан подключается к линии управления через контакты подключения и таким образом имеет связь с наземным модулем управления (рис. 3).

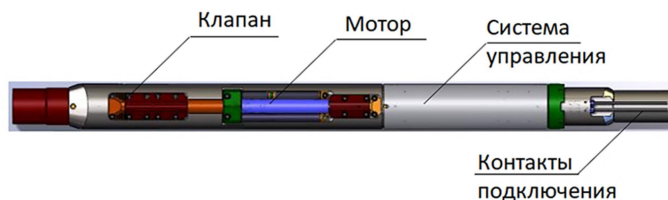


Рис. 3. Устройство многопозиционного электрического клапана контроля притока

Fig. 3. Multi-position electric flow control valve device

Несколько ЭККП могут быть установлены в обсаженной скважине или открытом стволе, чтобы разделить ствол скважины на многочисленные контролируемые зоны, для оптимизации добычи. Наличие клапана ЭККП в каждой зоне позволяет выборочно управлять притоком флюидов либо закрывать зону в случае обводнения.

Наземный модуль для управления многопозиционными клапанами контроля притока – блок кон-

троля и управления ЭККП, спускаемыми в скважину для контроля добычи углеводородов. Устройство находится на поверхности и соединяется с ЭККП через забойный электрический маслостойкий кабель, что позволяет минимизировать количество линий управления клапанами до одной. Максимальное количество спускаемых ЭККП не более 7 штук (рис. 4).



Рис. 4. Наземный модуль для управления многопозиционными клапанами контроля притока

Fig. 4. Ground module for controlling multi-position flow control valves device

Использование наземного модуля управления ЭККП позволяют регулировать дебит каждого от-

дельного интервала, а также полностью или частично изолировать его в случае необходимости.

Такое точечное управление дает возможность выравнивать профиль добычи по всей площади скважины, поддерживать оптимальное забойное давление и, как следствие, существенно повышать коэффициент извлечения углеводородов, продлевая срок эффективной эксплуатации месторождения.

Оценка экономической эффективности

Оценка экономической эффективности МЗС с интеллектуальным заканчиванием (ИЗ) требует применения комплексного подхода, включающего в себя прогнозирование дебитов, эксплуатационных затрат на протяжении всего жизненного цикла скважины, а также использование актуальных единых сценарных условий (ЕСУ).

Все предлагаемые к реализации МЗС с ИЗ экономически рентабельны. Стоимость строительства МЗС ниже по сравнению с горизонтальными с МГРП, а чистый технологический эффект выше за счет изменения конструкции и спуска интеллектуального заканчивания.

Заключение

В результате проведенного анализа предложена эффективная технология разработки аптской зале-

жи месторождения «В», которая позволит увеличить КИН, снизить операционные затраты и повысить экономическую эффективность проекта. Разработанные рекомендации по проектированию и эксплуатации МЗС с ИЗ могут быть применены и на других месторождениях со схожими геологическими условиями.

Экономическая эффективность такого комплексного подхода также является неоспоримым преимуществом. Хотя первоначальные инвестиции в МЗС и СИЗ могут быть выше, чем при бурении горизонтального ствола с последующим проведением МГРП, они окупаются за счет увеличения объемов добычи, снижения операционных затрат и продления срока эксплуатации месторождения.

Дальнейшее развитие технологий, таких как применения искусственного интеллекта для анализа данных с забойных датчиков и автоматического управления процессом добычи, обещает еще большую эффективность. На основе полученной информации принимаются решения об изменении режима работы скважины, оптимизации работы насосного оборудования, а при необходимости – о проведении ремонтно-изоляционных работ.

Список источников

1. Хилл А. Д., Жу Д., Экономидес М. Дж. Многоствольные скважины. Техас: Науч. об-во инженеров-нефтяников, 2008. 246 с.
2. Кителъ А. В., Духанин Е. А. Проектирование систем нижнего заканчивания скважин на месторождениях Северного Каспия // Материалы XVI Международ. науч.-практ. конф. «Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасно-

сти экосистем каспийского моря». Астрахань: Изд-во АГТУ, 2025. С. 80–84.

3. Елисеев Д. В., Голенкин М. Ю., Сеньков А. А. и др. Новое видение в разработке шельфовых месторождений Северного Каспия: Интеллектуальные многоствольные скважины TAML5. Предпосылки, Реализация и Результаты // SPE Journal SPE-181901-MS. 2016. С. 1–12.

References

1. Hill A. D., Zhu D., Ekonomides M. Dzh. *Mnogostvol'nye skvazhiny* [Multi-barrel boreholes]. Tehas, Nauchnoe obshchestvo inzhenerov-neftyanikov, 2008. 246 p.
2. Kitel' A. V., Duhanin E. A. *Proektirovanie sistem nizhnego zakanchivaniya skvazhin na mestorozhdeniyah Severnogo Kaspiya* [Design of lower well completion systems in the fields of the Northern Caspian Sea]. *Materialy XVI Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii «Novejshie tehnologii osvoeniya mestorozhdenij uglevodorodnogo syr'ya i obespechenie bezopasnosti ehkositsem kaspijskogo morya»*. Astrahan',

Izd-vo AGTU, 2025. Pp. 80-84.

3. Eliseev D. V., Golenkin M. Yu., Sen'kov A. A. i dr. *Novoe videnie v razrabotke shel'fovyyh mestorozhdenij Severnogo Kaspiya: Intellektual'nye mnogostvol'nye skvazhiny TAML5. Predposylki, Realizaciya i Rezul'taty* [A new vision in the development of offshore fields in the Northern Caspian: Intelligent TAML5 multi-barrel wells. Background, Implementation and Results]. *SPE Journal SPE-181901-MS*, 2016, pp. 1-12.

Статья поступила в редакцию 20.04.2026; одобрена после рецензирования 25.05.2026; принята к публикации 02.06.2026
The article was submitted 20.04.2026; approved after reviewing 25.05.2026; accepted for publication 02.06.2026

Информация об авторах / Information about the authors

Алексей Витальевич Кителъ – инженер отдела геологии, поиска, разведки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений; ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»; аспирант кафедры геологии нефти и газа; Астраханский государственный технический университет; aleksei_kitel@mail.ru

Aleksei V. Kitel – Engineer of the Department for Geology, Prospecting, Exploration and Development of Oil and Gas Fields; LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC; Postgraduate Student of the Department of Geology of Oil and Gas; Astrakhan State Technical University; aleksei_kitel@mail.ru

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

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-Nizhnevolzhskneft, LLC; Evgeniy.Dukhanin@lukoil.com

