Добыча полезных ископаемых

DOI: 10.35634/UdSU.2026.42.37.011

УДК 622.24

Е.Н. Иванов, А.В. Уфимцев, А.В. Ощепкова, Ю.С. Андреева

ПРИМЕНЕНИЕ ПАКЕРНОЙ КОМПОНОВКИ ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА ПРОТЯЖЕННЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Аннотация. В условиях разработки газонефтеводяной зоны (ГНВЗ) ботуобинского горизонта Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения одной из ключевых проблем является рост газового фактора (ГФ), обусловленный отсутствием надёжных флюидоупоров между газовой шапкой и нефтяной оторочкой, а также неравномерной депрессией вдоль протяжённого горизонтального ствола. На примере скважины-кандидата с локализованным притоком газа в пяточной зоне горизонтального участка показано, что традиционные методы ограничения газопритока не решают проблему неравномерной выработки запасов и приводят к сокращению эффективной длины дренирования. В работе предложена нестандартная технология, применяемая на СБНГКМ впервые – применение пакерной компоновки для выравнивания профиля депрессии вдоль горизонтального ствола без полной изоляции интервала. Рассмотрены два технических варианта реализации: с механическим пакером в эксплуатационной колонне и с чашечным пакером в хвостовике. По результатам гидродинамического моделирования внедрение предложенной компоновки позволяет сместить точку максимальной депрессии к середине горизонтального участка, выровнять профиль притока, вовлечь в разработку ранее недренируемые запасы и обеспечить прирост дебита нефти на 9 т/сут при одновременном снижении газового фактора. Предложенная технология представляет собой эффективный инструмент оптимизации профиля притока в условиях высокого газового фактора, способствуя продлению срока рентабельной эксплуатации горизонтальных скважин и повышению коэффициента извлечения углеводородов.

Ключевые слова: Среднеботуобинское месторождение, ботуобинский горизонт, газовый фактор, горизонтальный ствол, газонефтеводяная зона, нефтенасыщенная толщина, газонефтенасыщенная толщина, пакер.

Для цитирования: Применение пакерной компоновки для выравнивания профиля притока протяженных горизонтальных скважин / Е.Н. Иванов, А.В. Уфимцев, А.В. Ощепкова, Ю.С. Андреева // Управление техносферой: электрон. журнал, 2026. Т.9. Вып.2. С. 438–453. DOI: 10.35634/UdSU.2026.42.37.011

Введение

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение (СБНКГМ) относится к числу геологически сложных объектов. В настоящее время осуществляется разработка осинского и ботуобинского горизонтов, из которых ботуобинский (Бт) рассматривается в настоящей работе более подробно. Зона разработки ботуобинского горизонта подразделяется на водонефтяную и газонефтеводяную зоны (ГНВЗ).

Среди основных особенностей геологии и разработки месторождения можно выделить следующие: на основной площади пласта присутствуют контактные запасы без глинистой перемычки, при этом основная доля запасов сосредоточена в подгазовой зоне. В газонефтеводяной зоне наблюдается высокое соотношение газонасыщенной толщины к нефтенасыщенной [4]. Отсутствие надёжных флюидоупоров осложняет эксплуатацию из-за риска прорыва газа из газовой шапки. Кроме того, более 70 % территории месторождения приходится на газонефтяную зону (рис. 1).

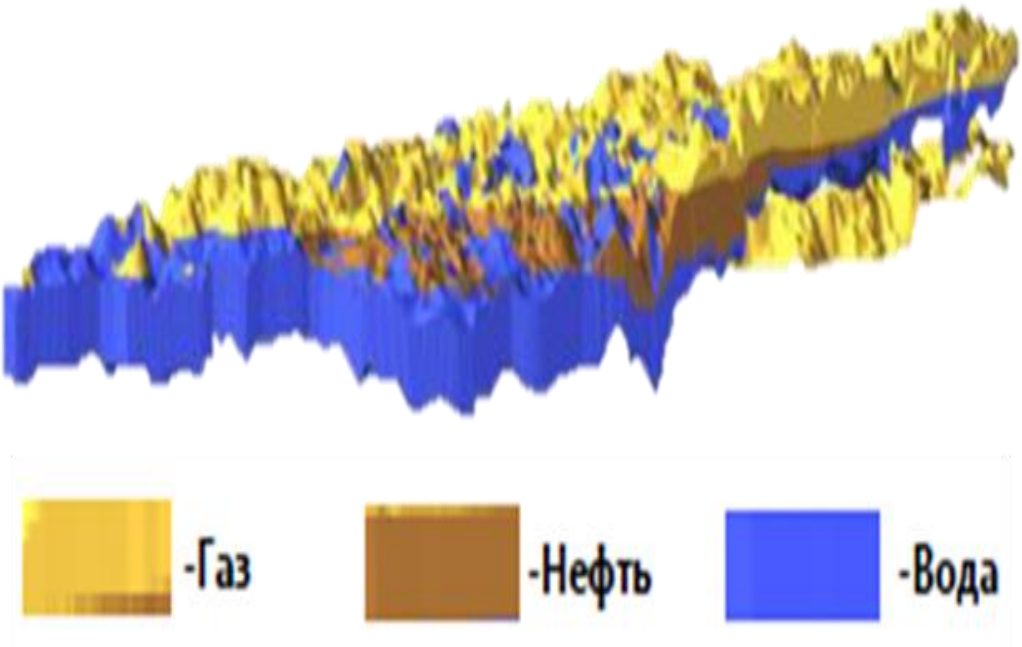


Рис. 1. Геологическая модель Бт (средняя мощность пласта варьируется от 10 до 40м)

Разработка СБНКГМ находится на переходе со второй на третью стадию. Ведётся активное разбуривание месторождения с поддержанием добычи нефти на высоком уровне. Основной проблемой при эксплуатации является значительный рост газового фактора, обусловленный, прежде всего, большим количеством скважин, расположенных в газонефтеводяной зоне. Достижение критических значений газового фактора приводит к остановке скважин и, как следствие, к потерям добычи нефти (рис. 2).

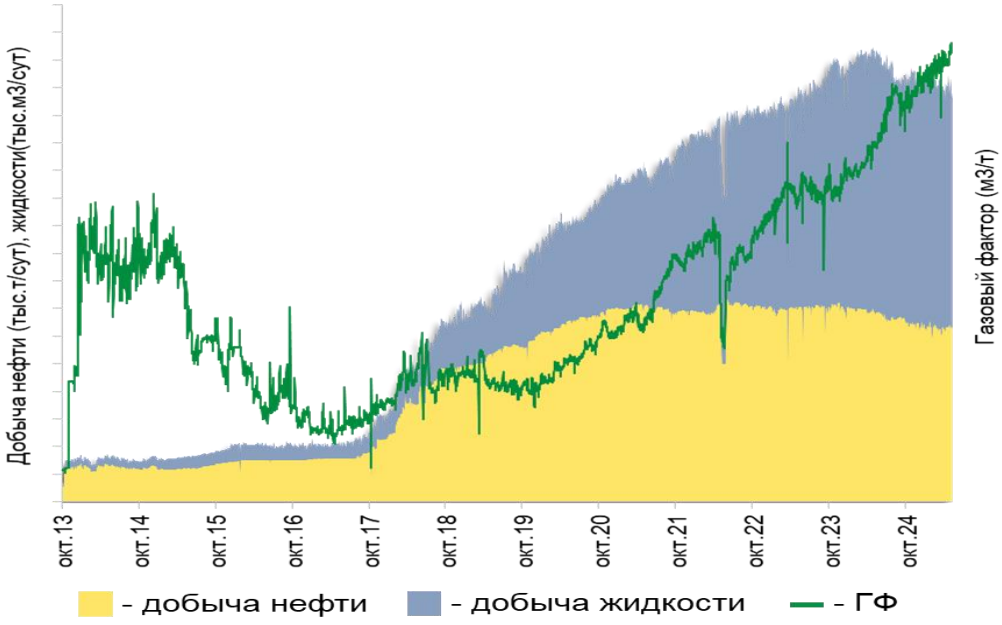


Рис. 2. Динамика разработки СБНКГМ

Стратегия и методы разработки ГНВЗ

Стратегия разработки основана на дифференцированном подходе, учитывающем неоднородность пласта, и разрабатывается протяженными горизонтальными скважинами.

Условно в газонефтеводяной зоне Бт выделяют три характерные зоны (рис. 3). Первая зона расположена в краевых частях ГНВЗ и характеризуется нефтенасыщенной толщиной от 4 до 6 м при значительном преобладании мощности газонасыщенной толщины. Вторая зона занимает среднюю часть

ГНВЗ, где нефтенасыщенная толщина превышает 6 м; её разработка осуществляется с использованием многозабойных горизонтальных скважин. Третья зона приурочена к участкам, прилегающим к водонефтяной зоне, и отличается низкой нефтенасыщенной толщиной (менее 6 м); в этой зоне реализована система поддержания пластового давления [7].

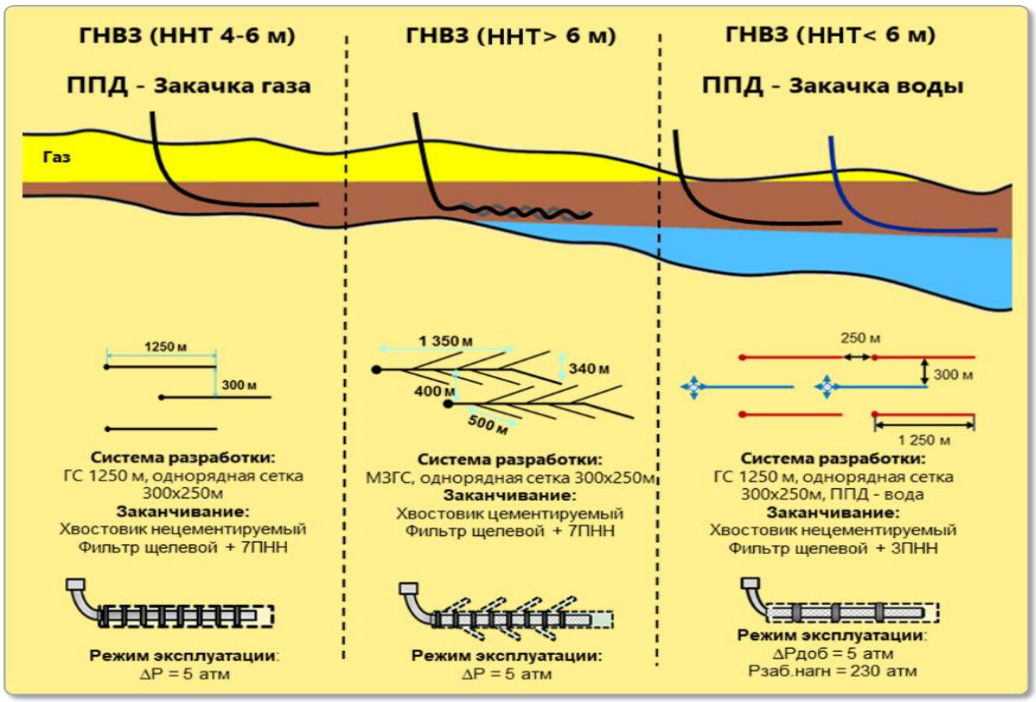


Рис. 3. Методы разработки ГНВЗ

Стратегия эксплуатации скважин с высоким газовым фактором

Стратегия эксплуатации скважин с высоким газовым фактором основана на комплексном подходе, направленном на минимизацию прорыва газа из газовой шапки [6]. В рамках данной стратегии предусматривается поддержание депрессии на пласт на уровне менее 5 атмосфер с целью снижения интенсивности газопритока (рис. 4, слева). Дополнительно применяется режим периодической эксплуатации с глушением скважины дегазированной нефтью для ограничения газового выноса (рис. 4, в центре). Параллельно осуществляется закачка воды в подгазовую зону с целью поддержания пластового давления и обеспечения эффективного вытеснения нефти (рис. 4, справа).

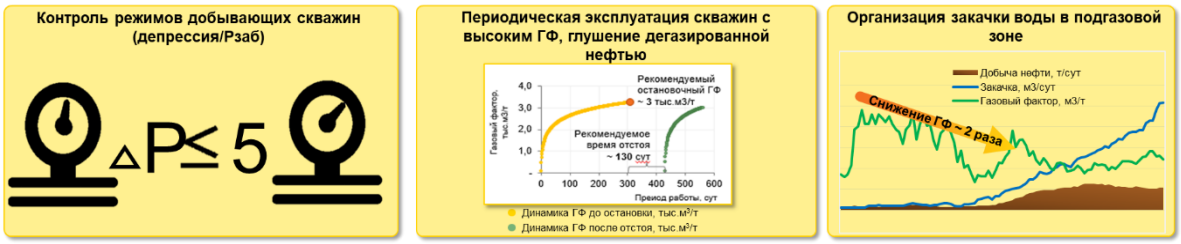


Рис. 4. Стратегия эксплуатация скважин с высоким газовым фактором

В случае прорыва газа применяются различные технологии ремонтно-изоляционных работ (РИР): установка мостовой пробки, вторичное заканчивание с использованием автономных узлов контроля притока (АУКП), двухпакерная компоновка, цементирование за колонной (ЗКЦ) (рис. 5) [1, 3].

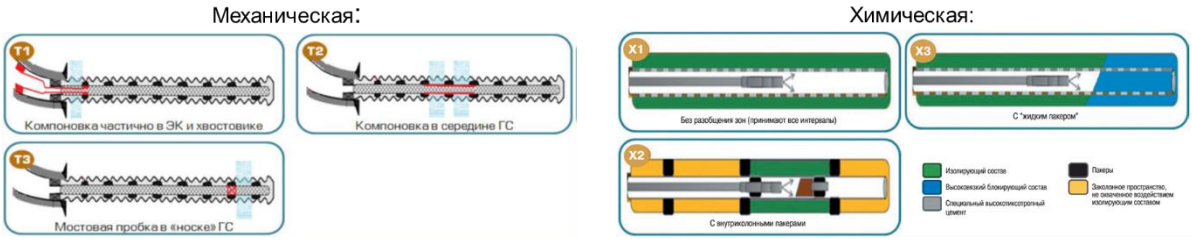


Рис. 5. Мероприятия по изоляции газа

Скважина кандидат для рассмотрения проблемы роста газового фактора

Основной проблемой разработки ботуобинского горизонта в ГНВЗ является рост газового фактора. Анализ динамики параметров эксплуатации скважины показывает (рис. 6), что с увеличением ГФ наблюдается снижение коэффициента продуктивности по дебиту жидкости, что негативно сказывается на рентабельности эксплуатации.

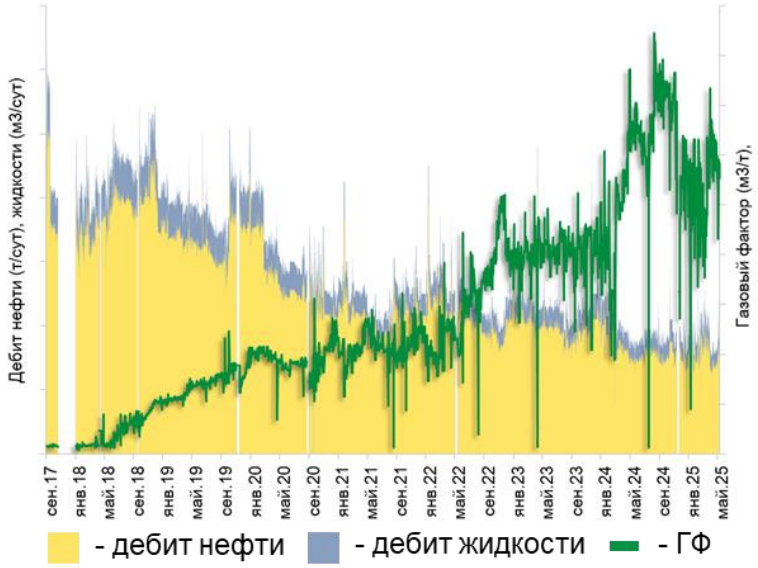


Рис. 6. Динамика параметров эксплуатации скважины

По результатам промыслово-геофизических исследований, проведённых в 2017 г., установлено, что основной приток газа приурочен к высокопроницаемому участку горизонтального ствола с максимальной депрессией в пяточной зоне (рис. 7, 8). Это приводит к неравномерной выработке запасов вдоль горизонтального ствола. Заколонная цементировка (ЗКЦ) в данной скважине отсутствует [5].

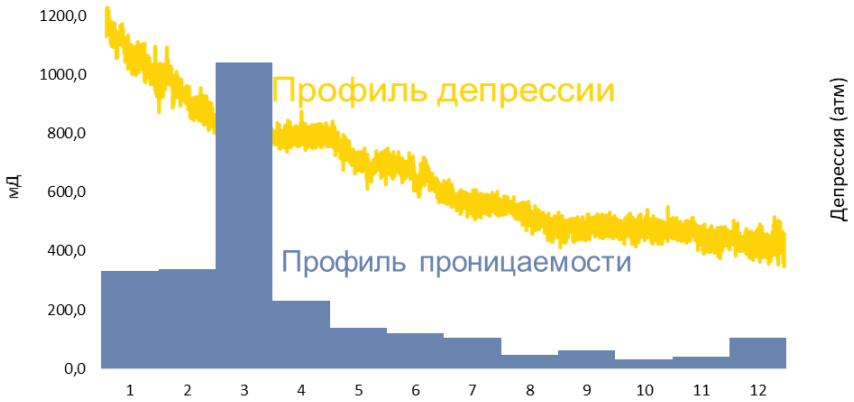


Рис. 7. Профиль депрессии и проницаемости

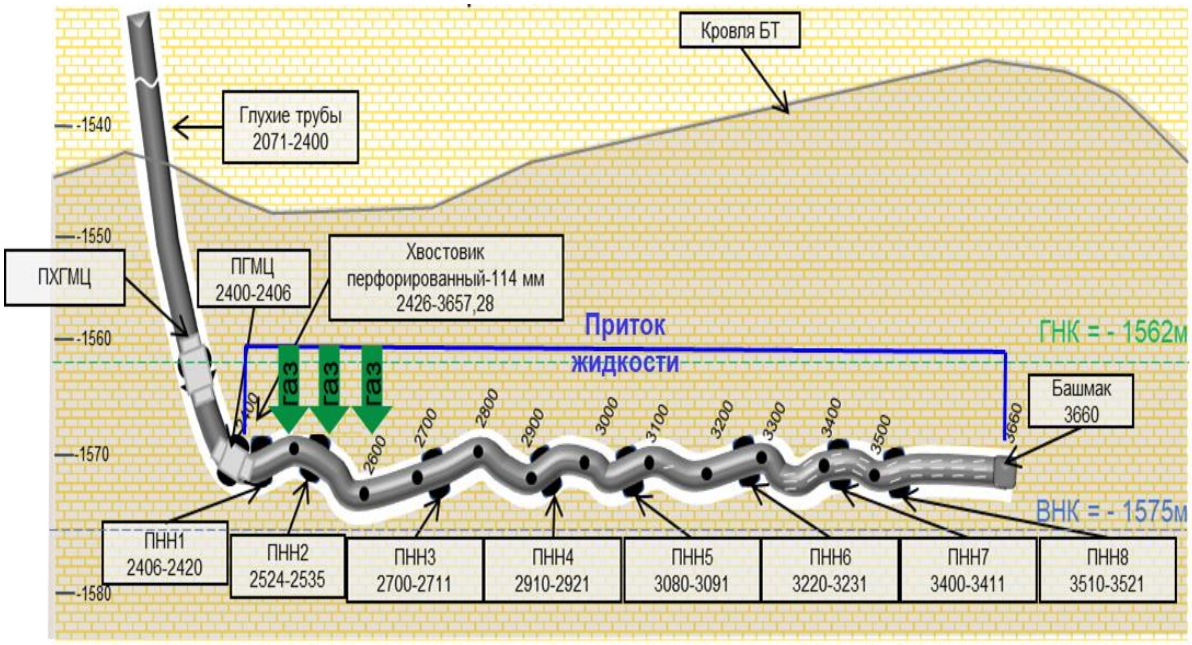


Рис. 8. Схема проводки скважины кандидата

Предлагаемое решение проблемы

Традиционные технологии РИР предполагают полную изоляцию интервала притока нежелательного флюида [2]. В рассматриваемом случае, учитывая неравномерность профиля депрессии вдоль горизонтального ствола и наличие высокопроницаемого участка в пяточной зоне, предложено применение пакерной компоновки. Такое решение позволяет, с одной стороны, выровнять профиль депрессии и предотвратить преждевременное конусообразование газа, а с другой — сохранить эффективную длину горизонтального ствола.

Могут быть рассмотрены два варианта компоновки скважинного оборудования. Первый вариант предусматривает использование механического пакера с его установкой в эксплуатационной колонне на глубине 2060 м по стволу, что требует применения 1000 м насосно-компрессорных труб (НКТ) (рис. 9). Второй вариант также включает пакер, но уже чашечного типа и НКТ, однако установка осуществляется в хвостовике на глубине 2406 м, что позволяет сократить длину колонны НКТ на 400 м по сравнению с первым вариантом, обеспечивая тем самым экономию материалов и, потенциально, снижение затрат на проведение ремонтных работ (рис. 10).

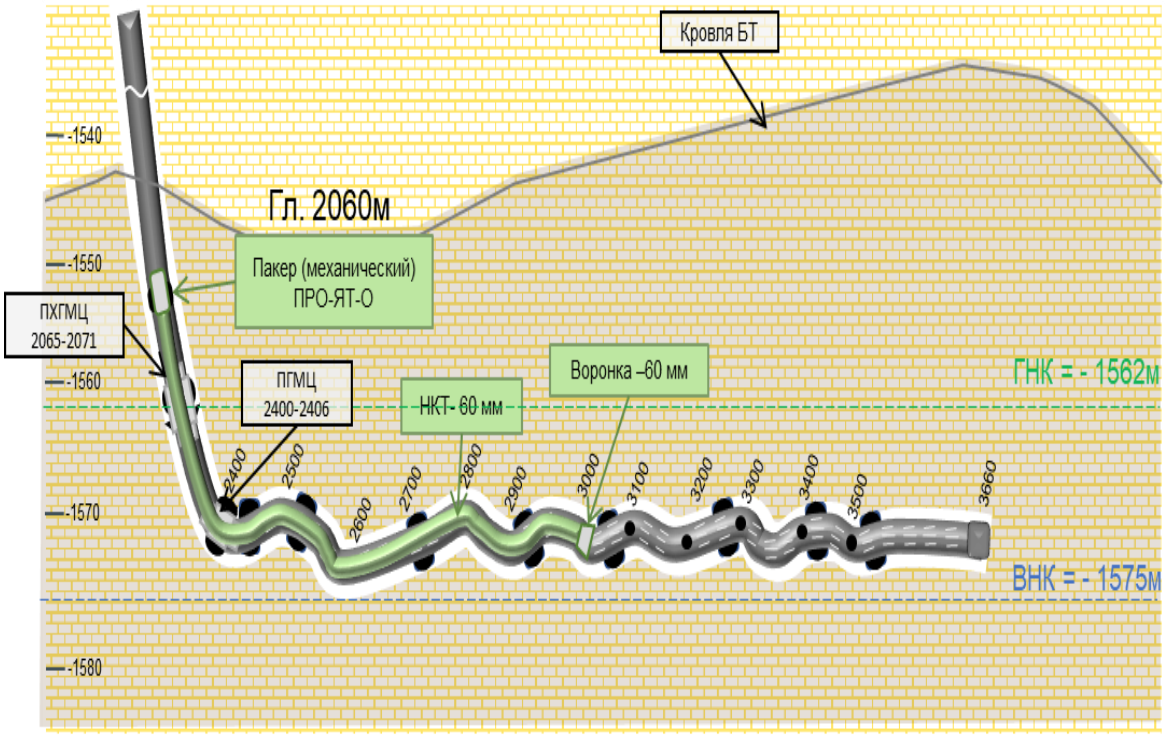


Рис. 9. Схема первого варианта компоновки с механическим пакером

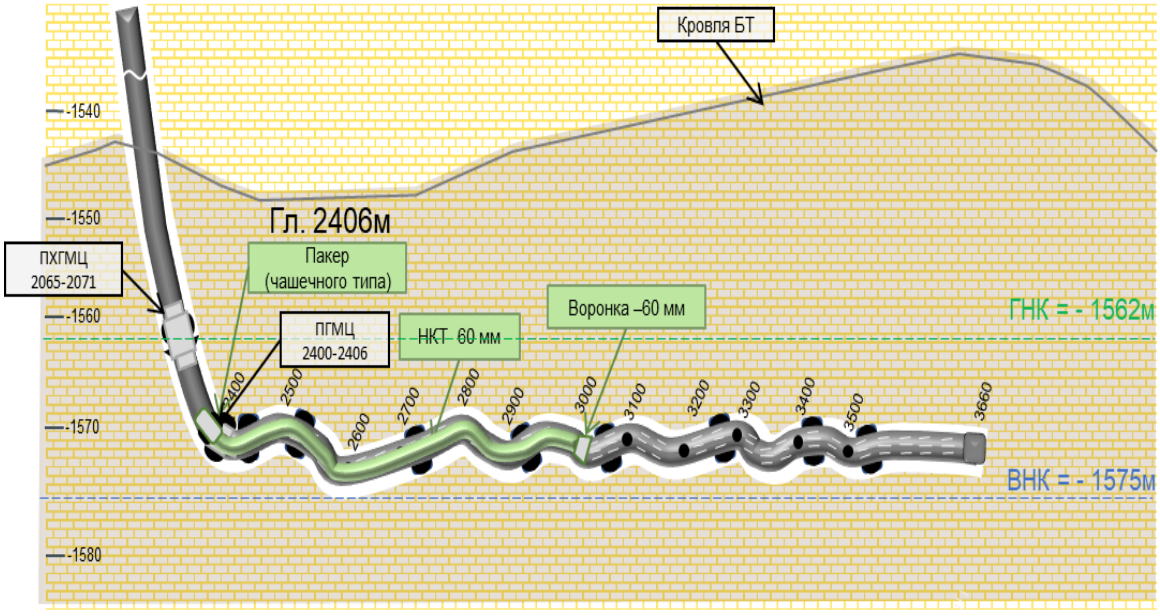


Рис. 10. Схема второго варианта компоновки с чашечным пакером

Компоновка предназначена для смещения точки максимальной депрессии ближе к середине горизонтального ствола, что способствует

выравниванию профиля депрессии, увеличению коэффициента охвата пласта выработкой (рис. 11, 12), вовлечению в разработку ранее недренируемых запасов, росту дебита нефти и, как следствие, снижению газового фактора.

Спускается данная компоновка с помощью стальных бурильных труб.

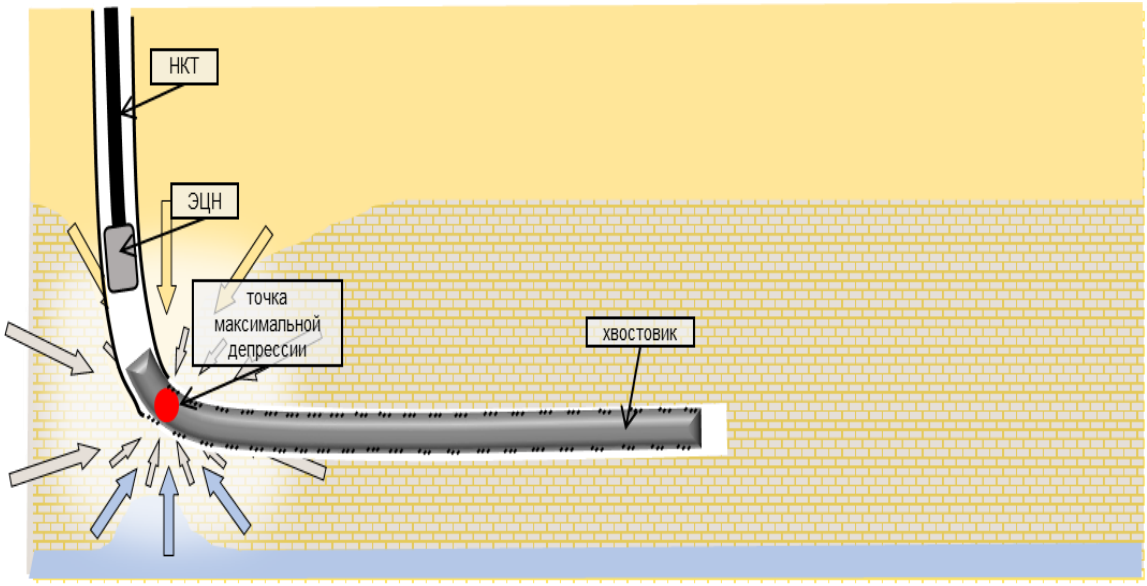


Рис. 11. Схема притока флюидов к скважине ДО спуска компоновки

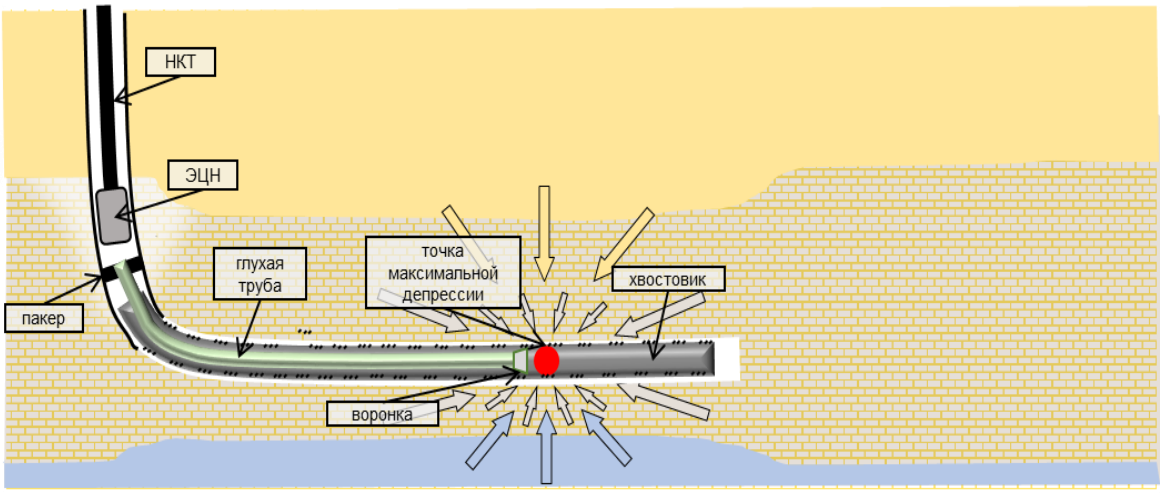


Рис. 12. Схема притока флюидов к скважине ПОСЛЕ спуска компоновки

По результатам моделирования в симуляторе и расчётов профиля депрессии после спуска компоновки ожидается прирост дебита нефти на 9 т/сут (рис. 13).

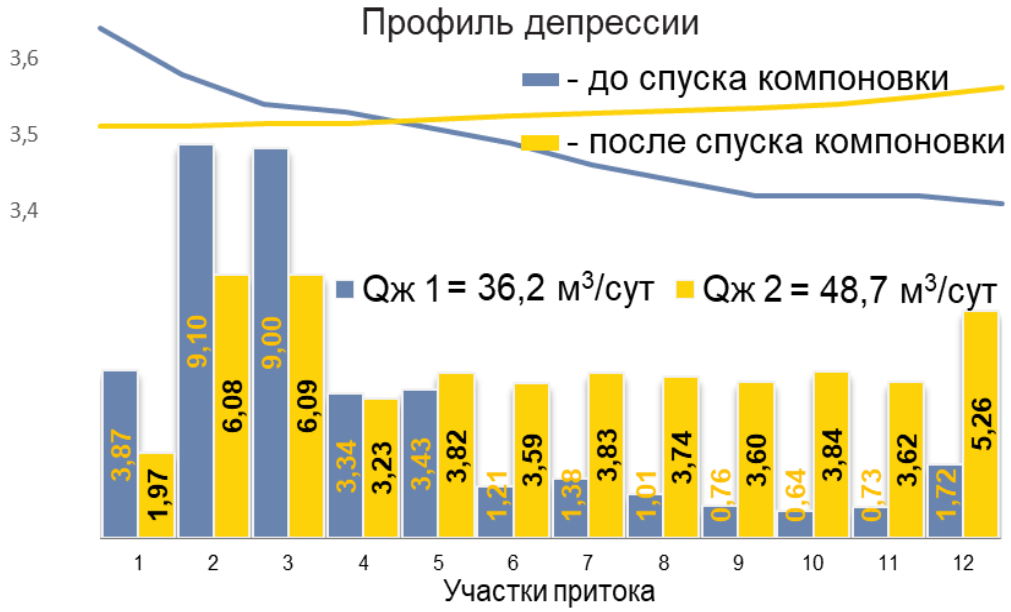


Рис. 13. Ожидаемый прирост дебита нефти и обновленный профиль депрессии

Заключение

В ходе исследования были проанализированы геолого-физические особенности ботуобинского горизонта Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения, включая высокое соотношение газо- и нефтенасыщенных толщин, отсутствие надёжных флюидоупоров и значительную протяжённость газонефтяной зоны. Эти факторы обуславливают повышенный риск прорыва газа в добывающие скважины и способствуют росту газового фактора, что негативно сказывается на эффективности разработки и рентабельности эксплуатации.

На примере скважины-кандидата с неравномерным профилем депрессии вдоль горизонтального ствола показано, что основной приток газа локализован в пяточной зоне, где наблюдается максимальная депрессия и повышенная проницаемость пласта. Такая неравномерность приводит к преждевременному

истощению призабойной зоны и снижению коэффициента охвата пласта выработкой.

Для решения данной проблемы предложено применение пакерной компоновки, направленной на выравнивание профиля депрессии вдоль горизонтального ствола. Рассмотрены два технических варианта реализации: с механическим пакером в эксплуатационной колонне и с чашечным пакером в хвостовике. Второй вариант обеспечивает экономию 400 м насосно-компрессорных труб и снижение капитальных затрат при сохранении технологической эффективности.

Моделирование в симуляторе показало, что внедрение предложенной компоновки позволяет сместить точку максимальной депрессии ближе к середине горизонтального участка, тем самым выровнять профиль притока, вовлечь в разработку ранее недренируемые запасы и снизить газовый фактор. Ожидаемый прирост дебита нефти составляет 9 т/сут, что подтверждает целесообразность применения данной технологии на аналогичных объектах разработки.

Таким образом, использование пакерных компоновок в условиях высокого газового фактора и неравномерной выработки пласта представляет собой эффективный инструмент оптимизации профиля притока, продления срока рентабельной эксплуатации горизонтальных скважин и повышения общего коэффициента извлечения углеводородов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иноземцева А. А., Инякин В. В., Краснов И. И. Мероприятия по увеличению производительности скважин и ограничению притока пластовых вод // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин: материалы всероссийской научно-технической конференции. Бурение нефтяных и газовых скважин. Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов. Разработка и эксплуатация

нефтяных и газовых месторождений. Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. С. 90-94.

2. Клещенко И. И., Зозуля Г. П., Ягафаров А. К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / Федеральное агентство по образованию, ТюмГУ. Тюмень: ТюмГУГУ, 2010. 343 с.
3. Мингулов Ш. Г., Ахмадиев Р. Р. Ремонтно-изоляционные работы — гарантия безопасности и эффективности в нефтяной отрасли // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле — 2023: сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. Уфа: Уфимский госуд. нефтяной техн. ун-т, 2023.
4. Плюснин А. В. Концептуальная седиментологическая модель ботуобинского продуктивного горизонта Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. 2019. № 2. С. 61 – 69.
5. Салманов А. М., Керимов Н. С., Гамидов Х. А., Велиев М. Н. Исследование параметров призабойной зоны наклонных и горизонтальных скважин в процессе их эксплуатации // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2011. № 1. С. 37 – 42.
6. Тузов Е. В., Вахромеев А. Г. Обоснование альтернативной конструкции скважин (на примере Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. № 10(346). С. 18–24.
7. Тагиров К. М., Коршунова Л. Г., Тагиров О. О., Хандзель А. В. Проблемы эксплуатации многозабойных и горизонтальных скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях и ПХГ // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. 2012. № 4(33). С. 71 – 75.

Поступила в редакцию: 17.04.2025

Сведения об авторах

Иванов Евгений Николаевич

кандидат технических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа, геологического факультета ФГБОУ ВО «ИГУ», 664011 г. Иркутск, ул. Ленина, д. 3, менеджер по оптимизации добычи и заводнению управления разработки месторождений, ООО “Таас – Юрях Нефтегазодобыча”, 664050 г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 291. Россия.
E-mail: ivanoven@tyngd.rosneft.ru

Уфимцев Александр Валерьевич

студент 2-го курса магистратуры геологического факультета ФГБОУ ВО «ИГУ», 05.04.01 (М) Геология, направленность «Геология нефти и газа», 664011 г. Иркутск, ул. Ленина, д. 3, специалист, отдел разработки месторождений, ООО “Таас – Юрях Нефтегазодобыча”
664050 г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 291. Россия.
E-mail: AV_Ufimtsev@tyngd.rosneft.ru

Ощепкова Анастасия Владимировна

кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры полезных ископаемых, геохимии, минералогии и петрографии геологического факультета ФГБОУ ВО «ИГУ», 664011 г. Иркутск, ул. Ленина, д. 3. Россия.
E-mail: oshepkova-anasta@mail.ru

Андреева Юлия Сергеевна

Старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа геологического факультета ФГБОУ ВО «ИГУ», 664011 г. Иркутск, ул. Ленина, д. 3. Россия.
E-mail: afanasevaus@mail.ru

E.N. Ivanov, A.V. Ufimtsev, A.V. Oshepkova, Y.S. Andreeva

THE USE OF A PACKER ARRANGEMENT TO ALIGN THE INFLOW PROFILE OF EXTENDED HORIZONTAL WELLS

Annotation. In the context of the development of the Botuobinsky gas and oil field (GNVZ) horizon of the Srednebotuobinsky oil and gas condensate field, one of the key problems is the growth of the gas factor (GF) due to the lack of reliable fluid seals between the gas cap and the oil rim, as well as uneven depression along the extended horizontal trunk. Using the example of a candidate well with localized gas inflow in the heel zone of a horizontal section, it is shown that traditional methods of limiting gas inflow do not solve the problem of uneven reserve production and lead to a reduction in the effective drainage length. The paper proposes a non–standard technology used at the SBNGKM for the first time - the use of a packer arrangement to align the depression profile along a horizontal trunk without completely isolating the interval. Two technical implementation options are considered: with a mechanical packer in the production column and with a cup packer in the shank. According to the results of hydrodynamic modeling, the implementation of the proposed layout makes it possible to shift the maximum depression point to the middle of the horizontal section, align the inflow profile, involve previously undrained reserves in development and ensure an increase in oil production by 9 tons/day while reducing the gas factor. The proposed technology is an effective tool for optimizing the inflow profile in conditions of a high gas factor, contributing to extending the life of cost-effective operation of horizontal wells and increasing the coefficient of hydrocarbon recovery.
***Keywords*:** Srednebotuobinskoye field, Botuobinsky horizon, gas factor, horizontal shaft, gas and oil-producing zone, oil-saturated thickness, gas and oil-saturated thickness, packer.

For citation: Ivanov E.N., Ufimtsev A.V., Oshepkova A.V., Andreeva Y.S. [The use of a packer arrangement to align the inflow profile of extended horizontal wells] *Upravlenie tekhnosferoi,* 2026, vol. 9, issue 2, pp. 438–453. DOI: 10.35634/UdSU.2026.42.37.011. (In Russ.).

REFERENCES

1. Inozemtseva A. A., Inyakin V. V., Krasnov I. I. Meropriyatiya po uvelicheniyu proizvoditel'nosti skvazhin i ogranicheniyu pritoka plastovykh vod [Measures to increase well productivity and limit reservoir water inflow]. *Tekhnika i tekhnologiya stroitel'stva i remonta neftyanykh i gazovykh skvazhin: materialy vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii. Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin. Mashiny i oborudovanie neftyanykh i gazovykh promyslov. Razrabotka i ehkspluatatsiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii* [*Technique and technology of construction and repair of oil and gas wells: proceedings of the All-Russian scientific and technical conference. Drilling of oil and gas wells. Machinery and equipment of oil and gas fields. Development and operation of oil and gas fields*]. Tyumen': Tyumenskii gosudarstvennyi neftegazovyi universitet, 2015, pp. 90 – 94. (In Russ.).

2. Kleshchenko I. I., Zozulya G. P., Yagafarov A. K. Teoriya i praktika remontno-izolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh: uchebnoe posobie dlya studentov vysshikh uchebnykh zavedenii, obuchayushchikhsya po spetsial'nosti 130503 «Razrabotka i ehkspluatatsiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii» [Theory and practice of repair and insulation work in oil and gas wells: a textbook for students of higher educational institutions studying in the specialty 130503 "Development and operation of oil and gas fields"]. *Federal'noe agentstvo po obrazovaniyu*, TyumGU. Tyumen': TyumGUGU, 2010, 343 p. (In Russ.).
3. Mingulov Sh. G., Akhmadiev R. R. Remontno-izolyatsionnye raboty — garantiya bezopasnosti i ehffektivnosti v neftyanoi otrasli [Repair and insulation work - a guarantee of safety and efficiency in the oil industry]. *Innovatsii i perspektivy razvitiya v neftegazovom dele — 2023: sbornik trudov regional'noi nauchno-prakticheskoi konferentsii molodykh uchenykh, aspirantov i studentov* [*Innovations and development prospects in the oil and gas industry — 2023: proceedings of the regional scientific and practical conference of young scientists, graduate students and students*]. Ufa: Ufimskii gosud. neftyanoi tekhn. un-t, 2023. (In Russ.).
4. Plyusnin A. V. Kontseptual'naya sedimentologicheskaya model' botuobinskogo produktivnogo gorizonta gorizontal'nykh skvazhin v protsesse ikh ehkspluatatsii [Conceptual sedimentological model of the Botuobinsk productive horizon of the Srednebotuobinsk oil and gas condensate field]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR* [*Bulletin of Voronezh State University. Series: Geology*]. 2019, no. 2, pp. 61 – 69. (In Russ.).
5. Salmanov A. M., Kerimov N. S., Gamidov Kh. A., Veliev M. N. Issledovanie parametrov prizaboinoi zony naklonnykh i gorizontal'nykh skvazhin v protsesse ikh ehkspluatatsii [Investigation of the parameters of the bottomhole zone of inclined and horizontal wells during their operation]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR* [*Scientific papers of NIPI Neftegaz SOCAR*]. 2011, no. 1, pp. 37 – 42. (In Russ.).
6. Tuzov E. V., Vakhromeev A. G. Obosnovanie al'ternativnoi konstruktsii skvazhin (na primere Srednebotuobinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya) [Substantiation of an alternative well design (on the example of the Srednebotuobinsk oil and gas condensate field)]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more* [*Construction of oil and gas wells on land and at sea*]. 2021, no. 10(346), pp. 18–24. (In Russ.).
7. Tagirov K. M., Korshunova L. G., Tagirov O. O., Khandzel' A. V. Problemy ehkspluatatsii mnogozaboinykh i gorizontal'nykh skvazhin na gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniyakh i PKHG [Problems of operation of multi-hole and horizontal wells at gas

and gas condensate fields and UGS]. *Vestnik Severo-Kavkazskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. agirov* [*Bulletin of the North Caucasus State Technical University*]. 2012, no. 4(33), pp. 71 – 75. (In Russ.).

Received: 17.04.2025

About the Authors

Ivanov Evgeny Nikolaevich
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Department of Oil and Gas Geology, Faculty of Geology, Irkutsk State University (ISU), 3 Lenin St., Irkutsk, 664011, Russia; Manager for Production Optimization and Waterflooding, Field Development Department, LLC "Taas-Yuryakh Neftegazodobycha", 291 Baikalskaya St., Irkutsk, 664050, Russia.
E-mail: ivanoven@tyngd.rosneft.ru

Ufimtsev, Alexander Valerevich
Second-year Master's Student, Faculty of Geology, Irkutsk State University (ISU), Program 05.04.01 (M) Geology, specialization "Petroleum and Gas Geology," 3 Lenin St., Irkutsk, 664011, Russia;
Specialist, Field Development Department, Taas-Yuryakh Neftegazodobycha LLC, 291 Baikal'skaya St., Irkutsk, 664011, Russia.
E-mail: AV_Ufimtsev@tyngd.rosneft.ru

Oshepkova, Anastasia Vladimirovna
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Department of Mineral Resources, Geochemistry, Mineralogy, and Petrography, Faculty of Geology, Irkutsk State University (ISU), 3 Lenin St., Irkutsk, 664011, Russia.
E-mail: oshepkova-anasta@mail.ru

Andreeva Yuliya Sergeevna
Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Geology, Geological Faculty at Irkutsk State University (ISU), 664011 Irkutsk, Lenin St., 3. Russia.
E-mail: afanasevaus@mail.ru