



Научная статья

УДК 622.248

EDN: RXHRBC

DOI: 10.21285/2686-9993-2026-49-1-7

Повышение эффективности цементирования скважин в сложных горно-геологических условиях за счет применения подпревенторного герметизатора

В.О. Собенников^{a,✉}, Э.Н. Гура^b, С.А. Сверкунов^c, А.Г. Вахромеев^d,
А.Н. Буглов^e, Д.Д. Гладышев^f

^{a, c, f}Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Российская Федерация

^bООО «МАШПРОМ-Калуга», Жуков, Российская Федерация

^dИнститут земной коры Сибирского отделения Российской академии наук, Иркутск, Российская Федерация

^eООО «РН-ГИР», Красноярск, Российская Федерация

Резюме. Целью данной работы являлось повышение безопасности и экономической эффективности процесса встречного цементирования обсадных колонн в условиях поглощения промывочной жидкости и риска газонефтеводопроявлений на примере Юрубчено-Тохомского месторождения. В ходе исследования проведен анализ причин частого выхода из строя универсального превентора при выполнении технологии встречного цементирования с закрытым универсальным превентором для создания вакуумного эффекта. Изучены геолого-технические условия Юрубчено-Тохомского месторождения, приведшие к 28 случаям отказа оборудования в 2023–2024 гг. Рассмотрены конструкция и принцип работы подпревенторного герметизатора как альтернативного технологического решения. Выполнена сравнительная технико-экономическая оценка внедрения герметизатора с расчетом дисконтированного денежного потока, срока окупаемости и индекса доходности. Установлено, что основная причина отказа универсального превентора – работа уплотнительного элемента в агрессивной среде цементного раствора под воздействием вакуума, что приводит к потере второго барьера безопасности. Предложенное решение – установка подпревенторного герметизатора между фланцем колонной головки и крестовиной превентора противовыбросового оборудования – позволяет герметизировать затрубное пространство обсадной колонны без использования универсального превентора. Технико-экономическая оценка показала, что единовременные инвестиции в размере 16 млн руб. на оснащение 5 буровых установок окупаются в течение первого года эксплуатации, обеспечивая значительную годовую экономию за счет исключения затрат на ремонт универсального превентора. Внедрение подпревенторного герметизатора позволяет устранить ключевой технологический риск – отказ второго барьера при встречном цементировании, тем самым повышая промышленную безопасность работ. Техническое решение экономически целесообразно, характеризуется индексом доходности менее 1 и дисконтированным сроком окупаемости менее года, может быть рекомендовано для применения на месторождениях со схожими сложными горно-геологическими условиями.

Ключевые слова: встречное цементирование, поглощение, газонефтеводопроявление, универсальный превентор, подпревенторный герметизатор, безопасность, экономическая эффективность, Юрубчено-Тохомское месторождение

Для цитирования: Собенников В.О., Гура Э.Н., Сверкунов С.А., Вахромеев А.Г., Буглов А.Н., Гладышев Д.Д. Повышение эффективности цементирования скважин в сложных горно-геологических условиях за счет применения подпревенторного герметизатора // Науки о Земле и недропользование. 2026. Т. 49. № 1. С. 84–95. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2026-49-1-7>. EDN: RXHRBC.

Original article

Improving well cementing efficiency in complex mining and geological conditions through the use of a sub-preventer sealer

Valentin O. Sobennikov^{a,✉}, Eduard N. Gura^b, Sergey A. Sverkunov^c,
Andrey G. Vakhromeev^d, Artem N. Buglov^e, Danila D. Gladyshev^f

^{a, c, f}Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation

^bMASHPROM-Kaluga LLC, Zhukov, Russian Federation

^dInstitute of the Earth's Crust, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russian Federation

^eRN-Geology Research and Development LLC, Krasnoyarsk, Russian Federation

Abstract. The purpose of this work is to improve the safety and cost-effectiveness of the counter-cementing process of casing strings under conditions of lost circulation and the risk of gas, oil, and water shows, using the Yurubcheno-Tok-

© Собенников В.О., Гура Э.Н., Сверкунов С.А., Вахромеев А.Г., Буглов А.Н., Гладышев Д.Д., 2026



homskeye field as an example. The causes of frequent failures of the universal preventer during the counter-cementing with the closed universal preventer in order to create a vacuum effect were analysed. The study was given to the geological and technical conditions of the Yurubcheno-Tokhomskeye field, which led to 28 cases of equipment failure in 2023–2024. The design and operation principle of the sub-preventer sealer as an alternative technological solution were considered. A comparative technical and economic assessment of the sealer implementation was performed and the discounted cash flow, payback period, and profitability index were calculated. It was determined that the main cause of universal preventer failures was due to the operation of the sealing element in an aggressive cement slurry environment under the influence of a vacuum. It led to the loss of the second safety barrier. The proposed solution (to install a sub-preventer sealer between the casing head flange and the blowout preventer crosspiece) allows to seal the annular space of the casing string without the use of a universal preventer. The feasibility study showed that a one-time investment of 16 million rubles for equipping 5 drilling rigs covers the expenses during the first year of operation providing significant annual savings by eliminating the repair cost of the drilling rigs. The introduction of a sub-preventer sealer makes it possible to eliminate a major technological risk of second barrier failure during counter-cementing, thereby increasing the industrial safety of work. The technical solution is economically feasible since its yield index is <1 and its discounted payback period is less than a year. It can be recommended for use in fields with similar complex mining and geological conditions.

Keywords: counter-cementing, absorption, gas, oil, and water show, universal preventer, sub-preventer sealer, safety, economic efficiency, Yurubcheno-Tokhomskeye field

For citation: Sobennikov V.O., Gura E.N., Sverkunov S.A., Vakhromeev A.G., Buglov A.N., Gladyshev D.D. Improving well cementing efficiency in complex mining and geological conditions through the use of a sub-preventer sealer. *Earth sciences and subsoil use*. 2026;49(1):84-95. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2026-49-1-7>. EDN: RXHRBC.

Введение

Строительство скважин в сложных горно-геологических условиях, характеризующихся наличием аномально-проницаемых трещиноватых коллекторов, сопряжено с высокими технологическими рисками [1–15]. Одним из наиболее критичных является поглощение бурового и цементного раствора, которое приводит к падению гидростатического уровня в стволе и создает предпосылки для газонефтеводопроявления [7, 10, 16–20]. На таких месторождениях, как Юрубчено-Тохомское, стандартная операция прямого цементирования обсадных колонн часто оказывается неэффективной из-за отсутствия возврата тампонажного раствора на устье.

Для обеспечения изоляции затрубного пространства в подобных условиях применяется технология встречного цементирования с закрытым универсальным превентором (превентором универсальным гидравлическим, ПУГ) и закачкой пеноцементного раствора [9, 13], позволяющая создать вакуумный эффект и продавить цементный раствор в пласт [6]. Однако, как показывает практика, данная методика имеет существенный недостаток: цементный раствор и режим репрессии приводят к быстрому износу и выходу из строя резинового уплотнительного элемента ПУГ. Потеря герметичности ПУГ после цементирования означает фактическое отсутствие второго (внешнего) барьера безопасности, что создает прямую угрозу возникновения неконтролируемого фонтана [16] при последующем вскрытии продуктивных горизонтов.

Материалы и методы исследования

Рассмотрим процесс поглощения промысловой жидкости в разных типах коллекторов. Поглощение промысловой жидкости – это потеря какого-то определенного количества бурового или цементного раствора в результате его перетока из скважины в пласт.

Разные типы коллекторов обладают отличающимися друг от друга фильтрационно-емкостными свойствами, что определяет различный характер поглощений, присущий для коллекторов данного типа [11]. Аномально-проницаемый карбонатный коллектор (рис. 1, а) сложен трещиновато-карбонатными породами, трещины в котором имеют вертикальное и субвертикальное расположение [14], что значительно осложняет процесс бурения такого коллектора вследствие возникновения катастрофических поглощений без выхода циркуляции. Для сравнения с терригенным коллектором [14] (рис. 1, б), который сложен песчаными породами и менее проницаем, фильтрационно-емкостные свойства аномально-проницаемого коллектора обеспечивают высокую вероятность падения критического уровня промысловой жидкости в скважине [16].

Основной фактор возникновения газонефтеводопроявлений. Возникновение газонефтеводопроявлений связано с падением гидростатического уровня бурового раствора в скважине за счет поглощения в продуктивном горизонте [16].

В связи с крайне высокими фильтрационно-емкостными свойствами пласта перерас-



a



b

Рис. 1. Коллектор (фото авторов статьи):

a – коллектор карбонатного типа; b – коллектор терригенного типа

Fig. 1. Reservoir (photo made by the authors of the article):

a – carbonate reservoir; b – terrigenous collector

пределение забойных давлений в системе «скважина – пласт» занимает минимальный промежуток времени, что на практике сопровождается молниеносным переходом скважины из поглощения в газонефтеводопроявление (рис. 2).

Основными мероприятиями по предотвращению газонефтеводопроявления являются:

- проведение бурения с роторным устьевым герметизатором (ПУГ) [12];
- поддержание статического уровня выше критического при спуско-подъемной операции;

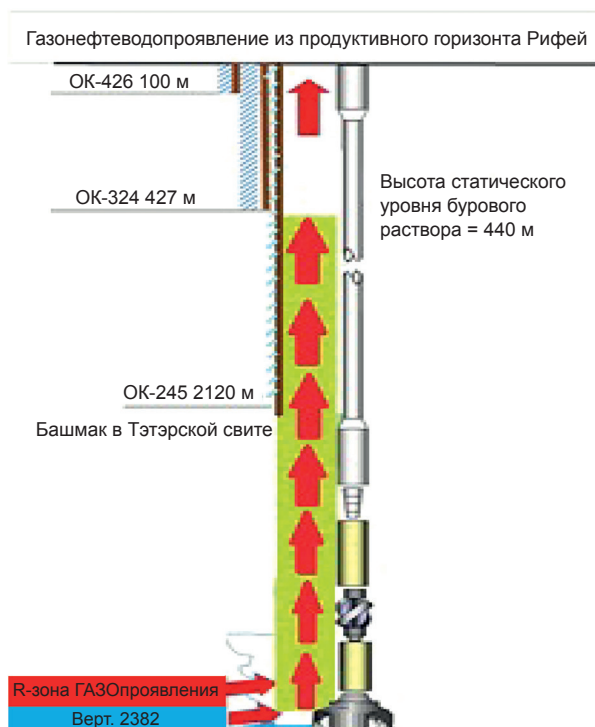


Рис. 2. Возникновение газонефтеводопроявления (рисунок сделан авторами статьи)

Fig. 2. Occurrence of a gas and oil show (drawing made by the authors of the article)

– тщательный контроль за наличием бурового раствора в емкостях буровых установок.

Процесс крепления скважин. Процесс крепления скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении состоит из следующих операций:

- 1) закачка буфера;
- 2) затворение и закачка пеноцементного раствора [9];
- 3) пуск цементирующей пробки;
- 4) закачка продажной жидкости;
- 5) опрессовка колонны;
- 6) проведение встречного цементирования [17];
- 7) создание давления в колонне в 100 атм;
- 8) подбиваем цементирующий агрегат к колонной головке;
- 9) закрываем ПУГ;
- 10) проверяем приемистость;
- 11) закачиваем пеноцементный раствор [9];
- 12) заключительный этап – ожидание затвердения цемента (ОЗЦ) с закрытым ПУГ.

После ОЗЦ зачастую выявляется факт потери работоспособности ПУГ (рис. 3), а именно выход из строя уплотнительного элемента. Причиной наступившего инцидента является нарушение эксплуатационных характеристик универсального превентора, в результате применения оборудования в условиях рабочей среды – цементный раствор и работа при вакуумном эффекте за счет режима репрессии скважины.

Итого за 2023 и 2024 гг. на Юрубчено-Тохомском месторождении было зафиксировано 28 случаев выхода из строя ПУГ после проведения встречного цементирования.

В связи с частым выходом из строя резинового уплотнителя ПУГ после встречного цементирования есть риск остаться без вто-



a



b

Рис. 3. Поврежденный уплотнительный элемент (фото авторов статьи):

a – вид сверху; b – вид снизу

Fig. 3. Damaged sealing element (photo made by the authors of the article):

a – top view; b – bottom view

рого барьера, что может привести к рискам, связанным с жизнью людей и потерей дорогостоящего оборудования. В качестве герметизации устья для встречного цементирования возможно рассмотреть к использованию РУГ, однако в процессе закачки тампонажного раствора есть риск его попадания на ниже установленный уплотнительный элемент ПУГ, и вследствие некачественной промывки в процессе ОЗЦ цементный раствор затвердеет на уплотнителе ПУГ, что в будущем также негативно скажется на его дальнейшей работе. Следует к тому же отметить, что отказаться от герметизации затрубного пространства при выполнении встречного цементирования не представляется возможным, так как повторное встречное цементирование необходимо будет выполнять несколько раз, что нецелесообразно и приведет к увеличению сроков строительства скважины и значительному росту финансовых затрат.

Результаты исследования и их обсуждение

Решением данной проблемы может быть применение подпревенторного герметизатора (рис. 4), устанавливаемого между

фланцем колонной головки и крестовиной превентора противовыбросового оборудования. На данный момент авторами на других месторождениях не зафиксировано применение каких бы то ни было подпревенторных герметизаторов для проведения встречного цементирования. Подпревенторный герметизатор, представленный в статье, является вновь разработанным оборудованием, которого еще нет в серийном производстве. Данное оборудование разработано для решения задач цементирования в сложных горно-геологических условиях месторождений нефти и газа юга Сибирской платформы.

Подпревенторный герметизатор состоит из следующих элементов: металлический корпус (2), штуцер для нагнетания масла ручным гидравлическим насосом (1), внутри корпуса располагается уплотнительный элемент (3) под ОК-245. То есть масло под давлением попадает в камеру между корпусом герметизатора и уплотнительным элементом, под действием чего мембрана обжимает обсадную колонну. После выполнения работ по встречному цементированию для ОК-245 и ремонта противовыбросового оборудования на специальном ключе (5) спускаем манже-

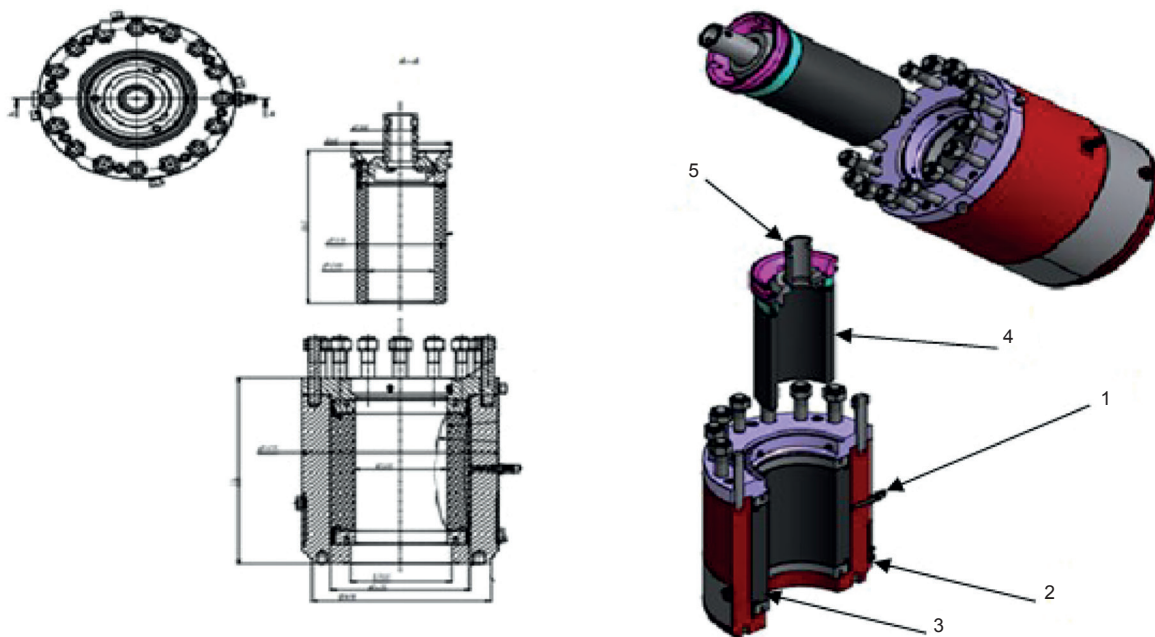


Рис. 4. Подпревенторный герметизатор (рисунок сделан авторами статьи):
1 – штуцер; 2 – корпус подпревенторного герметизатора; 3 – уплотнительный элемент под ОК-245; 4 – уплотнительный элемент под ОК-178; 5 – ключ для установки уплотнительного элемента под ОК-178

Fig. 4. Sub-preventer sealer (drawing made by the authors of the article):
1 – nozzle; 2 – sub-preventer sealer body; 3 – sealing element for OK-245; 4 – sealing element for OK-178; 5 – wrench for installing the sealing element for OK-178

ту (уплотнительный элемент (4)) под ОК-178 к герметизатору, попадаем в нужные пазы и поднимаем ключ на поверхность. По предварительным расчетам установка составит 5–10 минут. Бурение под эксплуатационную колонну будет осуществляться с двумя установленными мембранами на герметизаторе. При встречном цементировании принцип работ такой же, как и на технической колонне, только первая мембрана будет давить на вторую, так мы полностью обождем ОК-178. Закрывать ПУГ при этом нет необходимости.

Внутренний диаметр первой мембраны для ОК-245 в неактивированном состоянии – 320 мм; внутренний диаметр второй мембраны для ОК-178 в неактивированном состоянии – 230 мм.

На рис. 5 указано место установки подпревенторного герметизатора.

Альтернативным вариантом подпревенторному герметизатору может быть одноплащечный превентор с плашками под диаметр 245/178 мм.

Недостатки:

- по сравнению с подпревенторным герметизатором стоимость выше в 2,5 раза;
- на смену плашек затратится гораздо больше времени, чем на смену уплотнитель-

ного элемента технологического герметизатора;

- необходимо проводить опрессовку, так как является противовыбросовым оборудованием;

- подходит не ко всем буровым установкам (# БУ-2900/200).

Подпревенторный герметизатор имеет следующие преимущества:

- отсутствует необходимость использования ПУГ;

- нет опасности выхода из строя второго барьера, следовательно, соблюдаются все правила противofонтанной безопасности;

- цементирование выполняется при вскрытых продуктивных горизонтах с газонасыщением, где после завершения встречного цементирования происходит снижение уровня ниже критического и газонефтеводопроявление, при этом ПУГ будет работоспособен.

Ключевой момент – безопасность. Подпревенторный герметизатор будет способствовать сохранению всего дорогостоящего бурового оборудования в случае газонефтеводопроявления и, безусловно, здоровья и жизни полевого персонала.

Далее рассмотрим экономический эффект. Расчет выполнен на примере бурового

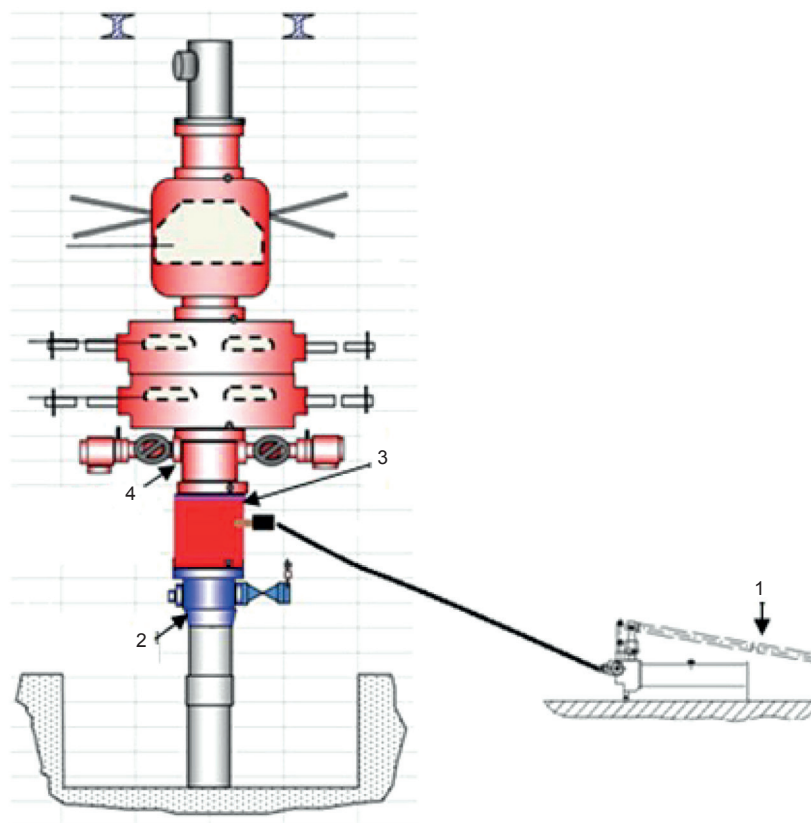


Рис. 5. Место установки подпревенторного герметизатора (рисунок сделан авторами статьи):

1 – насос ручной гидравлический; 2 – колонная головка; 3 – подпревенторный герметизатор;
 4 – крестовина противовыбросового оборудования

Fig. 5. Installation location of the sub-preventer sealer (drawing made by the authors of the article):

1 – hydraulic hand pump; 2 – casing head; 3 – sub-preventer sealer;
 4 – blow-out preventer crosspiece

предприятия X, работающего на месторождении с аномально-проницаемым коллектором. В работе пять буровых установок:

- стоимость подпревенторного герметизатора, с учетом опытно-промышленных испытаний/исследований (ОПИ) – 10 млн руб.;
- стоимость подпревенторного герметизатора при массовом производстве, шт. – 1 млн руб.;
- стоимость резинового уплотнителя ПУГ, шт. – 360 тыс. руб.;
- стоимость резинового уплотнителя на герметизаторе, шт. – 100 тыс. руб.;
- дополнительное встречное цементование без герметизации затруба, шт. – 350 тыс. руб.

Затраты в 2025 г. на замену уплотнителя ПУГ составят 18 млн руб.

Затраты на покупку подпревенторного герметизатора для пяти станков (бурового предприятия X), работающих на месторождении с аномально-проницаемым кол-

лектором, с учетом ОПИ – 16 млн руб. (из них 10 млн руб. – для проведения ОПИ, 5 млн руб. – на закупку пяти герметизаторов и 1 млн руб. – на закупку 10 запасных резиновых уплотнений). Отдельно стоит упомянуть о важности герметизации затрубного пространства при встречном цементовании. Если же этого не делать, то необходимо будет выполнять повторное встречное цементование 2–3 раза. На рис. 6 изображен график окупаемости подпревенторного герметизатора, характеризующий экономию в 35,7 млн руб. за пять лет и дисконтированный срок окупаемости в первый год. В табл. 1 представлены инвестиционные затраты на проект, в табл. 2 указана экономия расходов в год от внедрения в производство подпревенторного герметизатора. В табл. 3 – операционный денежный поток, учитывающий ставку дисконтирования, с индексом доходности и сроком окупаемости [8].

**Таблица 1. Инвестиционные затраты на проект**
Table 1. Project investment costs

Наименование	Сумма с НДС, руб.
Приобретение оборудования: подпревенторный герметизатор – 5 шт. (с учетом ЗИП и ОПИ)	16000000
Итого	16000000

Примечание. ЗИП – комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей. ОПИ – опытно-промышленные испытания/исследования.

Таблица 2. Экономия затрат в год
Table 2. Annual cost savings

Наименование	Величина
Замена резины в год, шт.	50
Стоимость замены резины ПУГ, руб.	360000
Стоимость ЗИП для подпревенторного герметизатора в год для 5 буровых установок, руб.	1000000
Затраты на ремонт ПУГ в год	18000000
Экономия в год	17000000

Примечание. ПУГ – превентор универсальный гидравлический.

Таблица 3. Операционный денежный поток
Table 3. Operating cash flow

Показатель	2026	2027	2028	2029	2030
Операционный денежный поток, руб.	1000000	17000000	17000000	17000000	17000000
Инвестиционный денежный поток, руб.	16000000	–	–	–	–
Полезный срок использования, лет	5				
Амортизационные отчисления, руб.	–	3200000	3200000	3200000	3200000
Денежный поток по проекту, руб.	1000000	13800000	13800000	13800000	13800000
Денежный поток по проекту с нарастающим итогом, руб.	1000000	14800000	28600000	42400000	56200000
Срок окупаемости недисконтированный, лет	Менее года				
Ставка рефинансирования, %	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5
Инфляция, %	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Ставка дисконтирования, %	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4
Коэффициент дисконтирования, абс. пок.	1,00	0,82	0,68	0,56	0,46
Дисконтированный поток, руб.	1000000	11367381	9363575	7712995	6353373
Дисконтированный поток с нарастающим итогом, руб.	1000000	12367381	21730956	29443951	35797323
Дисконтированный денежный поток по операционной деятельности + амортизация, абс. пок.	1000000	17203295	14734839	12701515	11026619
Индекс доходности	3,54				
Срок окупаемости дисконтированный, лет	Менее года				

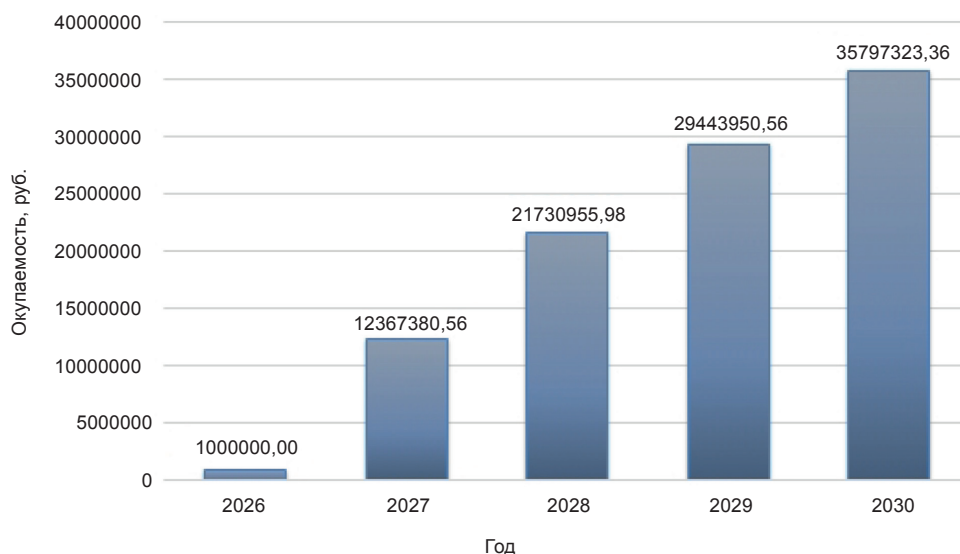


Рис. 6. График окупаемости подпревенторного герметизатора для бурового предприятия X (рисунок сделан авторами статьи)
Fig. 6. Payback schedule of the sub-preventer sealer for drilling company X (graph made by the authors of the article)

На примере Юрубчено-Тохомского месторождения было проведено тщательное исследование, перейдем к заключительной части.

Заключение

Внедрение подпревенторного герметизатора является ключевым решением для повышения безопасности и эффективности встречного цементирования скважин в условиях поглощений. Он устраняет основной недостаток традиционной технологии – износ уплотнителя

универсального превентора при использовании его для герметизации устья, тем самым сохраняя оба барьера безопасности. Применение аналогов (ПУГ, РУГ) нецелесообразно в связи с высокими технологическими рисками дальнейшей неработоспособности данного оборудования, напрямую связанного с противодонной безопасностью. Также применение РУГ и ПУГ при цементировании приведет к дополнительным существенным финансовым и временным затратам бурового предприятия.

Список источников

1. Foroushan H.K., Lund B., Ytrehus Ja.D., Saasen A. Cement placement: an overview of fluid displacement techniques and modelling // *Energies*. 2021. Vol. 14. Iss. 3. P. 573. <https://doi.org/10.3390/en14030573>. EDN: RAKHTJ.
2. Mahmoud A.A., Abdelaal A., Adjei S., Elkatatny S. Foamed cement applications in oil industry based on field experience: a comprehensive review // *ACS Omega*. 2024. Vol. 9. № 9. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c07580>.
3. Sayindla S., Lund B., Ytrehus J.D., Saasen A. Hole-cleaning performance comparison of oil-based and water-based drilling fluids // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 159. P. 49–57. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.069>.
4. Veliyev E.F., Aliyev A.A. Comparative analysis of the geopolymer and Portland cement application as plugging material under conditions of incomplete displacement of drilling mud from the annulus // *SOCAR Proceedings*. 2022. № 1. P. 108–115. <https://doi.org/10.5510/OGP20220100637>.
5. Wang H., Huang H., Bi W., Ji G., Zhou B., Zhuo L. Deep and ultra-deep oil and gas well drilling technologies: progress and prospect // *Natural Gas Industry*. 2022. Vol. 9. Iss. 2. P. 141–157. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2021.08.019>. EDN: UCQWJ.
6. Быков В.В., Палеев С.А., Ахметзянов Р.Р., Захаренков А.В., Закиров Н.Н. Комплексный подход к цементированию обсадных колонн в осложненных условиях месторождений Восточной Сибири // *Нефтяное хозяйство*. 2024. № 8. С. 58–61. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-8-58-61>.
7. Дарвиш С. Достижение зональной изоляции на втором по величине нефтяном месторождении в мире: десятилетие обучения (месторождение Румайла, Ирак) // *Конференция SPE/IADC по бурению*. OnePetro. 2025.
8. Дьяченко О.И. Методика управления операционной эффективностью эксплуатации нефтегазодобывающих компаний // *Экономические науки*. 2016. № 12. С. 76–82. EDN: YJBHUD.
9. Заливин В.Г. Ресурсосберегающие технологии применения пены при бурении скважин // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2025. № 8. С. 43–49. EDN: IPASCM.



10. Ismagilova E.R. Development the self-healing concept for well cement support integrity maintenance. theory and practice // *Kazakhstan Journal for Oil and Gas Industry*. 2024. Vol. 6. Iss. 1. P. 64–73. <https://doi.org/10.54859/kjogi108662>. EDN: TZVZRC.
11. Крючков Д.О., Пивовар А.В., Кузнецова Л.С., Кизимов П.Л. Оперативный сейсмогеологический анализ при сопровождении бурения – первый шаг к эффективности разработки месторождения // *Нефтепромысловое дело*. 2024. № 4. С. 34–42. EDN: WAFYYG.
12. Пат. № 2684261, Российская Федерация, Е21В 33/068. Герметизатор устьевого роторный / А.М. Легостаев, Б.Ю. Хайруллин, О.Л. Витязев. Заявл. 24.07.2018; опубл. 04.04.2019. Бюл. № 10.
13. Пат. № 2188302, Российская Федерация, Е21В 33/14. Способ ступенчатого цементирования скважины в условиях аномально низких пластовых давлений в зоне поглощения / С.В. Нерсесов, В.Г. Мосиенко, Р.А. Гасумов, В.И. Чернухин, О.С. Остапов, В.З. Минликаев, А.В. Климанов. Заявл. 19.09.2000; опубл. 27.08.2002. Бюл. № 24.
14. Пивовар А.В., Колесов В.А., Калистров С.А., Загривный Ф.А., Мишаков М.В. Влияние геологических условий на износ долот в интервале рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения // *Нефтяное хозяйство*. 2022. № 1. С. 50–53. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-1-50-53>. EDN: VLAOSB.
15. Пивовар А.В., Плешко Н.Н., Филатова В.П., Крючков Д.О. Оптимизация бурения горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах Восточной Сибири: результаты применения сейсмогеологического анализа // *Нефтяное хозяйство*. 2025. № 5. С. 94–98. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-5-94-98>. EDN: NBSTYG.
16. Рыженко В.Ю. Нефтяная промышленность России: состояние и проблемы // *Перспективы науки и образования*. 2014. № 1. С. 300–308. EDN: RVOKMP.
17. Самсоненко Н.В., Мнацаканов В.А., Мансуров М.Н., Потапов А.Г. Проблемы первичного цементирования газовых эксплуатационных горизонтальных скважин Харасавэйского ГКМ // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2026. № 1. С. 37–43. EDN: URCINR.
18. Чернышов С.Е., Ашихмин С.Г., Кашников Ю.А. Оценка сохранности крепи скважин после проведения кумулятивной перфорации с учетом критерия разрушения цементного камня // *Нефтяное хозяйство*. 2021. № 6. С. 50–53. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-6-50-53>. EDN: QNHGRQ.
19. Шамилов В.М., Абдуллаев А.И., Кулиев И.Б., Сафаров Я.О., Шамилов Ф.В. Влияние наноструктурированного цементного раствора на качество цементирования скважин // *Нефтяное хозяйство*. 2025. № 3. С. 52–55. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-3-52-55>. EDN: GHJSVQ.
20. Шуть К.Ф., Храбров В.А. Исследование устойчивости полых микросфер к щелочной среде тампонажного раствора // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2026. № 2. С. 39–43. EDN: JXIIJR.

References

1. Foroushan H.K., Lund B., Ytrehus Ja.D., Saasen A. Cement placement: an overview of fluid displacement techniques and modelling. *Energies*. 2021;14(3):573. <https://doi.org/10.3390/en14030573>. EDN: RAKHTJ.
2. Mahmoud A.A., Abdelaal A., Adjei S., Elkhatatry S. Foamed cement applications in oil industry based on field experience: a comprehensive review. *ACS Omega*. 2024;9:9. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c07580>.
3. Sayindla S., Lund B., Ytrehus J.D., Saasen A. Hole-cleaning performance comparison of oil-based and water-based drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;159:49-57. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.069>.
4. Veliyev E.F., Aliyev A.A. Comparative analysis of the geopolymer and Portland cement application as plugging material under conditions of incomplete displacement of drilling mud from the annulus. *SOCAR Proceedings*. 2022;1:108-115. <https://doi.org/10.5510/OGP20220100637>.
5. Wang H., Huang H., Bi W., Ji G., Zhou B., Zhuo L. Deep and ultra-deep oil and gas well drilling technologies: progress and prospect. *Natural Gas Industry*. 2022;9(2):141-157. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2021.08.019>. EDN: UCQWJG.
6. Bykov V.V., Paleev S.A., Akhmetzyanov R.R., Zaharenkov A.V., Zakirov N.N. An integrated approach to cementing casing strings in difficult conditions of fields in Eastern Siberia. *Oil Industry*. 2024;8:58-61. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-8-58-61>. EDN: HUKHNA.
7. Darvish S. Achieving zonal isolation in the second largest oil field in the world: decade of training (Rumaila field, Iraq). In: *SPE/IADC Drilling Conference*. OnePetro. 2025.
8. Diachenko O.I. The method of oil and gas fields operational efficiency management. *Scientific Journal Economic Sciences*. 2016;12:76-82. (In Russ.). EDN: YJBHUD.
9. Zalivin V.G. Resource-saving technologies of foam application in wells drilling. *Onshore and offshore oil and gas well construction*. 2025;8:43-49. (In Russ.). EDN: IPASCM.
10. Ismagilova E.R. Development the self-healing concept for well cement support integrity maintenance. theory and practice. *Kazakhstan Journal for Oil and Gas Industry*. 2024;6(1):64-73. <https://doi.org/10.54859/kjogi108662>. EDN: TZVZRC.
11. Kryuchkov D.O., Pivovarov A.V., Kuznetsova L.S., Kizimov P.L. Real time seismogeological analysis while drilling is the first step to oilfield development efficiency. *Oilfield engineering*. 2024;4:34-42. (In Russ.). EDN: WAFYYG.
12. Legostaev A.M., Khairullin B.Y., Vityazev O.L. *Rotary mouth sealer*. Patent RF, no. 2684261; 2019. (In Russ.).
13. Nersesov S.V., Mosienko V.G., Gasumov R.A., Chernukhin V.I., Ostap O.S., Minlikaev V.Z., Klimanov A.V. *Method of stepwise drilling of a well under conditions of abnormally low reservoir pressures in the absorption zone*. Patent RF, no. 2188302; 2002. (In Russ.).



14. Pivovarov A.V., Kolesov V.A., Kalistratov S.A., Zagrivniy F.A., Mishakov M.V. Influence of geological conditions on wear-out of the bits in the Riphean deposits of the Yurubcheno-Tokhomskeye field. *Oil Industry*. 2022;1:50-53. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-1-50-53>. EDN: VLAOSB.
15. Pivovarov A.V., Pleshko N.N., Filatova V.P., Kryuchkov D.O. Optimization of horizontal well drilling in carbonate reservoirs of eastern Siberia: results from the application of seismic-geological analysis. *Oil Industry*. 2025;5:94-98. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-5-94-98>. EDN: NBSTYG.
16. Ryzhenko V.Iu. Russian oil industry: state and problems. *Perspectives of Science and Education*. 2014;1:300-308. (In Russ.). EDN: RVOKMP.
17. Samsonenko N.V., Mnatsakanov V.A., Mansurov M.N., Potapov A.G. Problems of primary cementing of horizontal gas production wells at the Kharasaveyskoye gas-condensate field. *Onshore and offshore oil and gas well construction*. 2026;1:37-43. (In Russ.). EDN: URCINR.
18. Chernyshov S.E., Ashikhmin S.G., Kashnikov Yu.A., Savich A.D., Mosin A.V., Chulrhlov A.S. Evaluation of the cement sheath safety after shaped charge perforation considering the criterion of cement stone destruction. *Oil Industry*. 2021;6:50-53. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-6-50-53>. EDN: QNHGRQ.
19. Shamilov V.M., Abdullayev A.I., Guliyev I.B., Safarov Ya.O., Shamilov F.V. The influence of nanostructured cement slurry on the quality of well cementing. *Oil Industry*. 2025;3:52-55. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-3-52-55>. EDN: GHJSVQ.
20. Shut K.F., Khrabrov V.A. Study of hollow microspheres stability to the alkaline environment of cement slurry. *Construction of oil and gas wells on land and sea*. 2026;2:39-43. EDN: JXIIJR.

Информация об авторах / Information about the authors



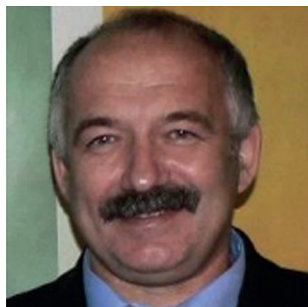
Собенников Валентин Олегович,
аспирант,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Российская Федерация,
✉ valentin_38rus@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0002-1761-4693>
Valentin O. Sobennikov,
Postgraduate Student,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russian Federation,
✉ valentin_38rus@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0002-1761-4693>



Гура Эдуард Николаевич,
технический директор,
ООО «МАШПРОМ-Калуга»,
г. Жуков, Российская Федерация,
gura6969@mail.ru
Eduard N. Gura,
Technical Director,
MASHPROM-Kaluga LLC,
Zhukov, Russian Federation,
gura6969@mail.ru



Сверкунов Сергей Александрович,
кандидат технических наук,
доцент кафедры нефтегазового дела,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Российская Федерация,
dobro_75@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0003-4677-4186>
Sergey A. Sverkunov,
Cand. Sci. (Eng.),
Associate Professor of the Department of Oil and Gas Production,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russian Federation,
dobro_75@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0003-4677-4186>

**Вахромеев Андрей Гелиевич,**

доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры нефтегазового дела,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Российская Федерация,
заведующий лабораторией нефти, газа и гидроминерального сырья,
Институт земной коры
Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Иркутск, Российская Федерация,
эксперт отдела технологического развития
группы по численному и математическому моделированию,
ООО «РН-ГИР»,
г. Красноярск, Российская Федерация,
andrey_igp@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0000-7309-4464>

Andrey G. Vakhromeev,

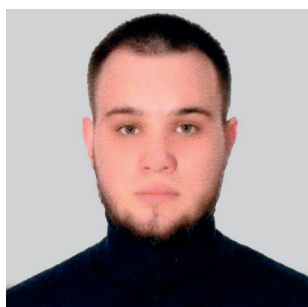
Dr. Sci. (Geol. & Mineral.),
Professor of the Department of Oil and Gas Engineering,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russian Federation,
Head of the Laboratory of Oil, Gas and Hydromineral Raw Materials,
Institute of the Earth's Crust,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Irkutsk, Russian Federation,
Expert of the Technological Development Department
of the Numerical and Mathematical Modeling Group,
RN-Geology Research and Development LLC,
Krasnoyarsk, Russian Federation,
andrey_igp@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0000-7309-4464>

**Буглов Артем Николаевич,**

магистрант,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Российская Федерация,
artbuglov@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0006-4025-3426>

Artem N. Buglov,

Master's Degree Student,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russian Federation,
artbuglov@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0006-4025-3426>

**Гладышев Данила Дмитриевич,**

магистрант,
Институт экономики, управления и права,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Российская Федерация,
danila.gladyshev.2016@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0004-9677-1965>

Danila D. Gladyshev,

Master's Degree Student,
Institute of Economics, Management and Law,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russian Federation,
danila.gladyshev.2016@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0004-9677-1965>



Вклад авторов / Contribution of the authors

В.О. Собенников – разработка концепции, формальный анализ, написание черновика рукописи.

Э.Н. Гура – визуализация, редактирование рукописи.

С.А. Сверкунов – разработка концепции, курирование данных, формальный анализ, научное руководство, редактирование рукописи.

А.Г. Вахромеев – проведение исследования, предоставление ресурсов, валидация результатов, визуализация, написание черновика рукописи.

А.Н. Буглов – визуализация, редактирование рукописи.

Д.Д. Гладышев – проведение исследования, разработка методологии, формальный анализ, валидация результатов, визуализация, написание черновика рукописи.

Valentin O. Sobennikov – conceptualization, formal analysis, writing – original draft.

Eduard N. Gura – visualization, writing – editing.

Sergey A. Sverkunov – conceptualization, data curation, formal analysis, supervision, writing – editing.

Andrey G. Vakhromeev – investigation, resources, validation, visualization, writing – original draft.

Artem N. Buglov – visualization, writing – editing.

Danila D. Gladyshev – investigation, methodology, formal analysis, validation, visualization, writing – original draft.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The authors declare no conflict of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 04.03.2026; одобрена после рецензирования 17.03.2026; принята к публикации 23.03.2026.

The article was submitted 04.03.2026; approved after reviewing 17.03.2026; accepted for publication 23.03.2026.