

УДК 624.131.34
МРНТИ 38.53.19

DOI: [10.54859/kjogi108854](https://doi.org/10.54859/kjogi108854)

Получена: 03.04.2025.
Одобрена: 03.09.2025.
Опубликована: 30.09.2025.

Оригинальное исследование

Методы изоляции зон поглощения и ограничения водопритока в нефтяных и газовых скважинах

С.Ж. Райкулов¹, С.В. Марьян², Т.Х. Ямагулов¹

¹Petro-Unit, г. Аксай, Казахстан

²NDF KAZAKHSTAN, г. Уральск, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Вопрос совершенствования технологий предупреждения поглощения бурового раствора и ограничения водопритока является одним из ключевых в области бурения нефтяных и газовых скважин. В Западно-Казахстанской области, обладающей значительными запасами углеводородов, активно применяются различные технологические подходы, включая использование тампонажных цементных растворов, кольматирующих материалов различного гранулометрического состава, а также высоковязких и полимерных систем. Несмотря на существенные достижения в области тампонажных технологий, количество универсальных решений, способных одновременно выполнять функции изоляции зон поглощения и ограничения водопритока, остается ограниченным, а их эффективность во многом определяется геолого-техническими условиями конкретного месторождения. Перспективным направлением исследований является разработка материалов с высокой селективностью, обладающих способностью адаптироваться к различным проницаемым зонам продуктивного пласта и обеспечивать надёжную герметизацию.

Цель. Обобщение опыта применения технологий изоляции зон поглощения и ограничения водопритока на примере пробуренных скважин в условиях Западно-Казахстанской области, а также проведение анализа существующих изоляционных материалов и систем с точки зрения их эффективности, ограничений и перспектив применения.

Материалы и методы. В работе использованы данные по пробуренным скважинам Западно-Казахстанского региона, результаты промысловых исследований, а также патентная и научно-техническая литература, отражающая современные подходы к разработке тампонажных и изоляционных материалов.

Результаты. В данной работе проведён анализ существующих систем, рассмотрены механизмы их действия и ограничения, представлены примеры пробуренных скважин, а также обзор современных запатентованных технологий. Особое внимание уделено концепции универсального материала, способного комплексно решать задачи изоляции зон поглощения и ограничения водопритока, что в перспективе позволит повысить эффективность изоляционных мероприятий, снизить эксплуатационные затраты и минимизировать техногенные риски.

Заключение. Эффективность изоляционных мероприятий во многом определяется правильным выбором состава и технологии его применения. Анализ существующих изоляционных материалов показал, что, несмотря на разнообразие решений, не все из них обеспечивают стабильный результат при сложных геолого-технических условиях. Это подчёркивает необходимость дальнейших исследований, направленных на оптимизацию рецептур и адаптацию технологий к конкретным условиям месторождений региона.

Ключевые слова: изоляция зон поглощения, селективные материалы, тампонажные растворы, ограничение водопритока, водоизоляционный материал, буровой раствор, нефтяные и газовые скважины.

Как цитировать:

Райкулов С.Ж., Марьян С.В., Ямагулов Т.Х. Методы изоляции зон поглощения и ограничения водопритока в нефтяных и газовых скважинах // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №3. С. 68–81. DOI: [10.54859/kjogi108854](https://doi.org/10.54859/kjogi108854).

UDC 624.131.34

CSCSTI 38.53.19

DOI: [10.54859/kjogi108854](https://doi.org/10.54859/kjogi108854)

Received: 03.04.2025.

Accepted: 03.09.2025.

Published: 30.09.2025.

Original article

Methods for Lost Circulation Control and Water Shutoff in Oil and Gas Wells

Sayat Zh. Raikulov¹, Sergey V. Maryan², Tolegen Kh. Yamagulov¹

¹Petro-Unit, Aksai, Kazakhstan

²NDF KAZAKHSTAN, Oral, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Improving technologies for lost circulation control and water shutoff remains a key priority in drilling oil and gas wells. In West Kazakhstan, which holds significant hydrocarbon reserves, various methods are applied, including cement slurries, lost circulation materials (LCM) of different particle sizes, and high-viscosity or polymer systems. Despite notable progress in cementing technologies, universal solutions that combine lost circulation control with water shutoff are still scarce. Their effectiveness is highly dependent on the geological and technical conditions of each field. Current research focuses on selective materials that adapt to reservoir heterogeneity and deliver reliable sealing.

Aim: This study summarizes field experience with lost circulation and water shutoff technologies in wells drilled in West Kazakhstan. It also analyzes existing isolation materials and systems in terms of their effectiveness, limitations, and future potential.

Materials and methods: The study used data from wells drilled in West Kazakhstan, results of field tests, and patent and technical literature on modern cementing and isolation materials.

Results: This study reviews existing isolation systems, their mechanisms, and limitations, supported by field examples and patented technologies. A key focus is the concept of a universal sealing material able to address both lost circulation and water shutoff. This approach could enhance the efficiency of isolation treatments, lower operating costs, and reduce environmental risks.

Conclusion: The effectiveness of isolation treatments depends on both the proper selection of materials and the technology of their application. The analysis of existing solutions indicates that, despite a variety of options, consistent performance is not always achieved under complex geological conditions. Therefore, further research is required to optimize formulations and adapt technologies to the specific characteristics of regional fields.

Keywords: lost circulation control; selective materials; cement slurries; water shutoff; sealing material; drilling fluid; oil and gas wells.

To cite this article:

Raikulov SZ, Maryan SV, Yamagulov TK. Methods for Lost Circulation Control and Water Shutoff in Oil and Gas Wells. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(3): 68–81. DOI: [10.54859/kjogi108854](https://doi.org/10.54859/kjogi108854).

ӨОЖ 624.131.34

FTAXP 38.53.19

DOI: [10.54859/kjogi108854](https://doi.org/10.54859/kjogi108854)

Қабылданды: 03.04.2025.

Мақұлданды: 03.09.2025.

Жарияланды: 30.09.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Мұнай және газ ұңғымаларындағы сіңіру аймақтарын оқшаулау және су ағынын шектеу әдістері

С.Ж. Райкулов¹, С.В. Марьян², Т.Х. Ямагулов¹

¹Petro-Unit, Ақсай қаласы, Қазақстан

²NDF KAZAKHSTAN, Орал қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Бұрғылау ерітіндісінің сіңіп кетуін болдырмау және су ағынын шектеу технологияларын жетілдіру мәселесі мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау саласындағы негізгі мәселелердің бірі болып табылады. Көмірсутектердің едәуір қоры бар Батыс Қазақстан облысында тампонажды цемент ерітінділерін, әртүрлі гранулометриялық құрамдағы колматациялық материалдарды, сондай-ақ жоғары тұтқырлықты және полимерлі жүйелерді пайдалануды қоса алғанда, әртүрлі технологиялық тәсілдер белсенді қолданылады. Тампонаж технологиясының айтарлықтай жетістіктеріне қарамастан, сіңіру аймақтарын оқшаулау және су ағынын шектеу функцияларын бір уақытта орындай алатын әмбебап шешімдердің саны шектеулі болып қалады және олардың тиімділігі көбінесе белгілі бір кен орнының геологиялық-техникалық шарттарымен анықталады. Зерттеудің перспективалық бағыты өнімді қабаттың әртүрлі өткізгіш аймақтарына бейімделу және сенімді тығыздауды қамтамасыз ету қабілеті бар жоғары селективті материалдарды әзірлеу болып табылады.

Мақсаты. Батыс Қазақстан облысы жағдайында бұрғыланған ұңғымалар мысалында сіңіру аймақтарын оқшаулау және су ағынын шектеу технологияларын қолдану тәжірибесін жинақтау, сондай-ақ қолданыстағы оқшаулағыш материалдар мен жүйелерге олардың тиімділігі, шектеулері және қолдану перспективалары тұрғысынан талдау жүргізу.

Материалдар мен әдістер. Жұмыста Батыс Қазақстан өңірінің бұрғыланған ұңғымалары бойынша деректер, кәсіпшілік зерттеулердің нәтижелері, сондай-ақ тампонаждық және оқшаулағыш материалдарды әзірлеудің заманауи тәсілдерін көрсететін патенттік және ғылыми-техникалық әдебиеттер пайдаланылды.

Нәтижелері. Аталған жұмыста қолданыстағы жүйелерге талдау жүргізілді, олардың әрекет ету механизмдері мен шектеулері қарастырылды, бұрғыланған ұңғымалардың мысалдары, сондай-ақ заманауи патенттелген технологияларға шолу жасалды. Болашақта оқшаулау шараларының тиімділігін арттыруға, пайдалану шығындарын азайтуға және техногендік тәуекелдерді азайтуға мүмкіндік беретін сіңіру аймақтарын оқшаулау және су ағынын шектеу міндеттерін кешенді шешуге қабілетті әмбебап материал тұжырымдамасына ерекше назар аударылды.

Қорытынды. Оқшаулау шараларының тиімділігі көбінесе композицияны және оны қолдану технологиясын дұрыс таңдаумен анықталады. Қолданыстағы оқшаулағыш материалдарды талдау шешімдердің алуан түрлілігіне қарамастан, олардың барлығы күрделі геологиялық-техникалық жағдайларда тұрақты нәтиже бермейтінін көрсетті. Бұл рецептураларды оңтайландыруға және технологияларды аймақтағы кен орындарының нақты жағдайларына бейімдеуге бағытталған қосымша зерттеулердің қажеттілігін көрсетеді.

Негізгі сөздер: сіңіру аймақтарын оқшаулау, селективті материалдар, тампонаждық ерітінділер, су ағынын шектеу, су оқшаулағыш материал, бұрғылау ерітіндісі, мұнай және газ ұңғымалары.

Дәйексөз келтіру үшін:

Райкулов С.Ж., Марьян С.В., Ямагулов Т.Х. Мұнай және газ ұңғымаларындағы сіңіру аймақтарын оқшаулау және су ағынын шектеу әдістері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №3. 68–81 б. DOI: [10.54859/kjogi108854](https://doi.org/10.54859/kjogi108854).

Введение

Потеря циркуляции представляет собой одну из наиболее значимых технологических проблем при бурении нефтяных и газовых скважин, оказывающую существенное влияние на темпы и экономическую эффективность строительства скважин. Данный процесс характеризуется неконтролируемым оттоком бурового раствора в проницаемые зоны пласта, что может происходить в широком диапазоне геологических условий. Потери циркуляции наблюдаются в высокопроницаемых слабоуплотнённых отложениях (пески, раковинные образования, гравий, рифовые структуры), в кавернозных и трещиноватых породах (известняки, мел, доломиты, рифовые образования), а также в горизонтах с естественной или индуцированной трещиноватостью на различных глубинах. Интенсивность потерь определяется физико-механическими свойствами поглощающего пласта, его геомеханическими характеристиками, а также условиями бурения и параметрами бурового раствора [1].

Потери бурового раствора классифицируются по трём уровням тяжести: частичные, полные и критические. Частичные потери сопровождаются снижением циркуляции без её полного прекращения. Полные потери означают полное исчезновение циркуляции при сохранении столба бурового раствора на устье скважины. Критические потери характеризуются значительным снижением уровня бурового раствора, который может опуститься ниже устья скважины [2].

Также нужно учесть, что неконтролируемые поглощения цементного раствора приводят к снижению расчётной высоты его подъёма в колонном пространстве [3–5], что требует проведения дополнительных ремонтно-изоляционных мероприятий. В процессе освоения скважин (как после первичного, так и после капитального ремонта) данный фактор способствует ухудшению коллекторских свойств продуктивных пластов, снижению их проницаемости и, соответственно, осложнению дальнейшей эксплуатации [6].

Приводится пример, иллюстрирующий, как механизм потерь может быть обусловлен вскрытием проницаемых или слабо цементированных литологических формаций. В результате такого вскрытия буровой или цементный раствор под воздействием избыточного гидростатического или гидродинамического давления может мигрировать из ствола скважины в пласт. Этот процесс характеризуется сложными гидромеханическими взаимодействиями, которые зависят как от физико-механических свойств вскрытых горных пород, так и от реологических и фильтрационных характеристик закачиваемого раствора.

Дополнительно, интенсивность и характер поглощений определяются применяемыми технологиями бурения. В частности, механическое воздействие бурильного инструмента (ударные нагрузки, вибрационные эффекты) и высокие градиенты давления способны инициировать нарушение устойчивости ранее изолированных

интервалов, что приводит к неконтролируемому поглощению бурового раствора. Следовательно, одним из приоритетных направлений повышения эффективности строительства скважин является разработка или подбор передовых методов и технологических решений, направленных на предупреждение и ликвидацию поглощений бурового раствора и иных технологических жидкостей.

В ходе применения тампонажных растворов в нефтяных и газовых скважинах цементные растворы заполняют кольцевое пространство между обсадной колонной и окружающими геологическими породами. Основная цель данной технологии заключается в обеспечении надёжной зональной изоляции, предотвращении проникновения флюидов из окружающих пластов, а также защите обсадной колонны от коррозионного воздействия на протяжении всего эксплуатационного периода скважины [7, 8]. Таким образом, точная идентификация зон поглощения и применение современных технологий их изоляции позволяет значительно снизить финансовые и временные затраты при строительстве скважин, а также повысить эффективность разрабатываемых месторождений. Рис. 1 иллюстрирует классификацию тампонажных составов, используемых для изоляции поглощающих зон.

Анализ существующих технологий

Широкое применение цементных растворов для изоляции зон поглощения обусловлено их способностью переходить из коллоидно-дисперсного состояния в монолитную структуру с заданными физико-механическими и реологическими свойствами. Процесс структурообразования цементного раствора представляет собой сложное динамическое явление, включающее нелинейное взаимодействие коллоидно-химических, термодинамических, гидродинамических и механических факторов. Эти процессы обеспечивают переход системы от пластичного геля к поликристаллическому цементному камню с анизотропной прочностной структурой [9].

Помимо тампонажных смесей, также применяются материалы по борьбе с поглощением, именуемые lost control material. В 1890 г. М.Т. Чапман впервые предложил вводить гранулированные материалы в состав бурового раствора для предотвращения или снижения потерь в скважине. Это нововведение получило широкое распространение, и практика использования таких материалов стала эффективным методом контроля и уменьшения потерь бурового раствора [10]. Выбор материалов для ликвидации поглощений определяется совокупностью факторов, включая характер и интенсивность поглощений, этап бурения, тип бурового раствора, а также физико-механические и фильтрационные свойства пласта. Немаловажную роль играют время применения материала и его экономическая целесообразность [11]. Следует отметить, что присутствие гидрофобных частиц в двухфазной эмульсионной систе-

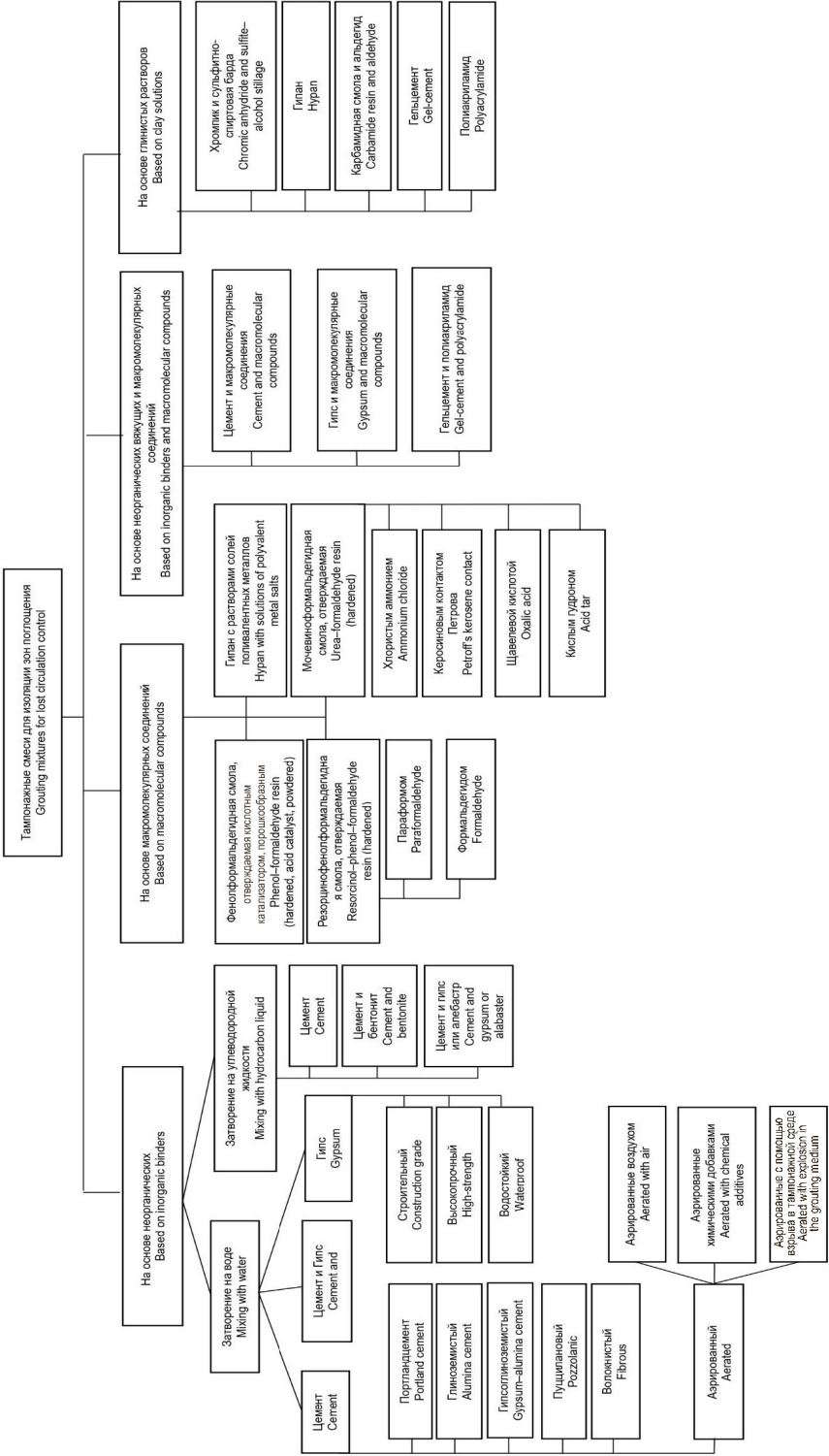


Рисунок 1. Классификация тампонажных растворов (согласно В.И. Крылову [13])
Figure 1. Classification of cement slurries (after V.I. Krylov [13])

ме может оказывать существенное влияние на её структурную устойчивость вне зависимости от гидродинамических условий. Дестабилизация эмульсии в данном случае обусловлена концентрацией дисперсной фазы, включающей как жидкие, так и твёрдые компоненты [12]. Исходя из данного утверждения можно предположить, что интенсивное разбавление бурового раствора твёрдыми частицами и пластовыми флюидами может инициировать его мгновенную деструктуризацию, сопровождающуюся изменением реологических и химических характеристик. В то же время следует учитывать, что представленные результаты не учитывают влияние температурных изменений и актуальны для усло-

вий, соответствующих температуре окружающей среды экспериментальной установки.

Динамическая деструктуризация раствора и последующие осложнения были замечены при бурении скважин в Западно-Казахстанской области, что иллюстрируется примерами скважин А и Б. В данной аналитике рассматриваются исключительно аспекты, связанные с поглощением бурового раствора и притоком пластовых флюидов в процессе строительства скважин в Западно-Казахстанском регионе. Особое внимание уделяется причинам возникновения данных осложнений, их влиянию на ход бурения, а также анализируется влияние литологических факторов.

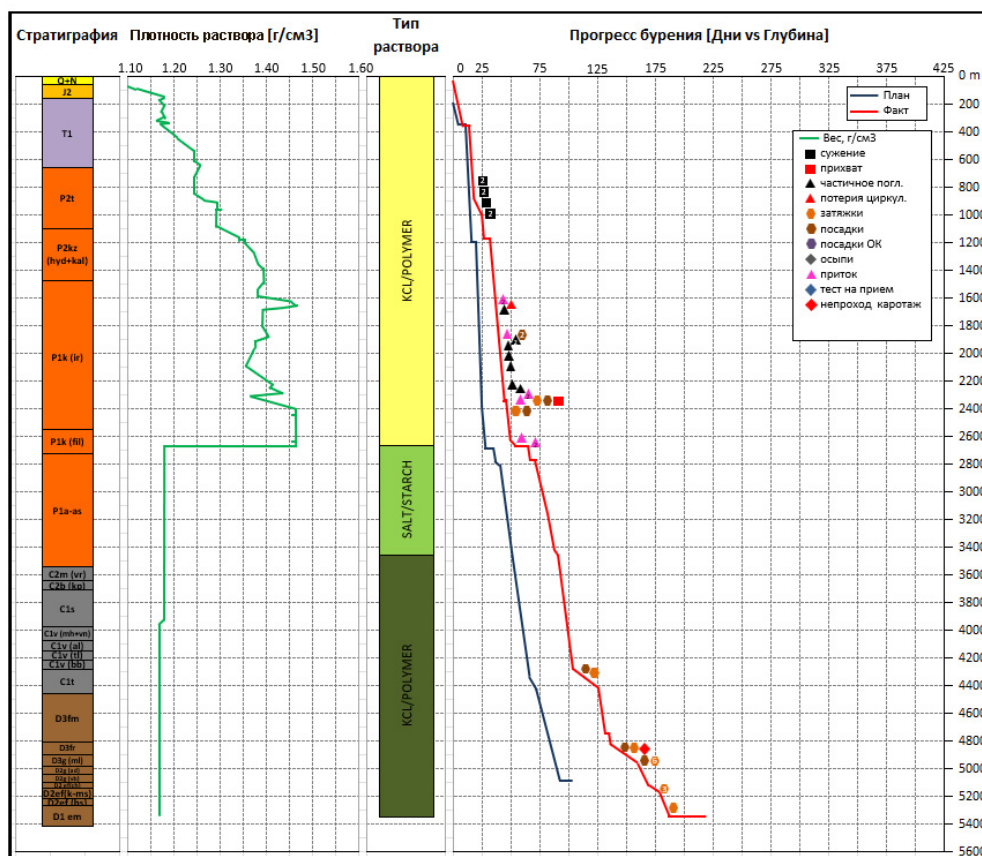


Рисунок 2. Данные по скважине А

Figure 2. Well A data

OK – обсадная колонна / casing string

Скважина-претендент А

Исторические данные, охватывающие основные этапы бурового процесса, представлены на рис. 2. Графическая интерпретация информации позволяет проследить взаимосвязь между литологическими характеристиками разреза, параметрами бурового раствора и динамикой проведения работ. Первая колонка диаграммы (слева) отображает стратиграфическое строение разреза, характеризующееся изменением возраста и состава горных пород по глубине –

от устья скважины до забоя. Данный параметр играет ключевую роль в выборе технологии бурения и определении условий стабильности ствола. Во второй колонке (плотность раствора $[g/cm^3]$ – зелёная линия) представлена плотность бурового раствора, изменяющаяся как в горизонтальном направлении (от 1,10 до 1,60 g/cm^3), так и по глубине в соответствии с геологическими условиями и требованиями к устойчивости стенок скважины. Динамика плотности бурового раствора является важным индикатором контроля

гидростатического давления и предотвращения осложнений, связанных с притоками флюидов и поглощением раствора [14]. Третья колонка содержит информацию о типах бурового раствора, используемых на различных интервалах. Их состав подбирался с учётом литологических особенностей и необходимости обеспечения устойчивости скважины. Заключительная колонка представляет сравнительный анализ плановых и фактических сроков бурения. В данной секции также отображены ключевые осложнения, возникавшие на различных глубинах, что позволяет провести детальный анализ причин их возникновения и эффективности предпринятых мер.

На интервале глубин свыше 1600 м при использовании соленасыщенного полимерного раствора были зафиксированы осложнения, проявившиеся в виде притока пластовых флюидов, частичного поглощения и полной утраты циркуляции. Первое осложнение выразилось в притоке насыщенного рассола CaCl_2 объёмом 21 м³, что потребовало оперативной обработки и утяжеления раствора для стабилизации скважины. После прохождения дополнительных 80–90 м было зафиксировано второе осложнение – потеря циркуляции, при которой буровой раствор не достигал устья. Данный слу-

чай потребовал принятия корректирующих мер для восстановления циркуляции и предотвращения дальнейшего развития осложнений.

Для детального анализа этих осложнений возникла необходимость в учёте литолого-стратиграфических и гидрогеохимических особенностей разреза. В пределах глубинного диапазона 1615–2600 м вскрыта мощная осадочная толща, стратиграфически относящаяся к пермскому периоду палеозоя, а именно к кунгурскому ярусу, представленному иренским горизонтом. Данный интервал характеризуется преобладанием галогенно-сульфатных отложений, где доминирующей литологической составляющей является галогенит с прослоями ангидрита. Совокупная мощность указанного комплекса составляет 1005 м, при этом он обладает выраженной цикличной стратиграфической структурой, что свидетельствует о его формировании в условиях испарительного (эвапоритового) бассейна.

Каждый из девяти литогенетических циклов начинается с карбонатно-сульфатного горизонта мощностью 8–60 м, завершаясь слоями галогенита с примесью легкорастворимых солей, включая бишофит и карналлит. В ряде случаев отмечаются изолированные прослои высокогидрофильных солей мощностью 2–6 м

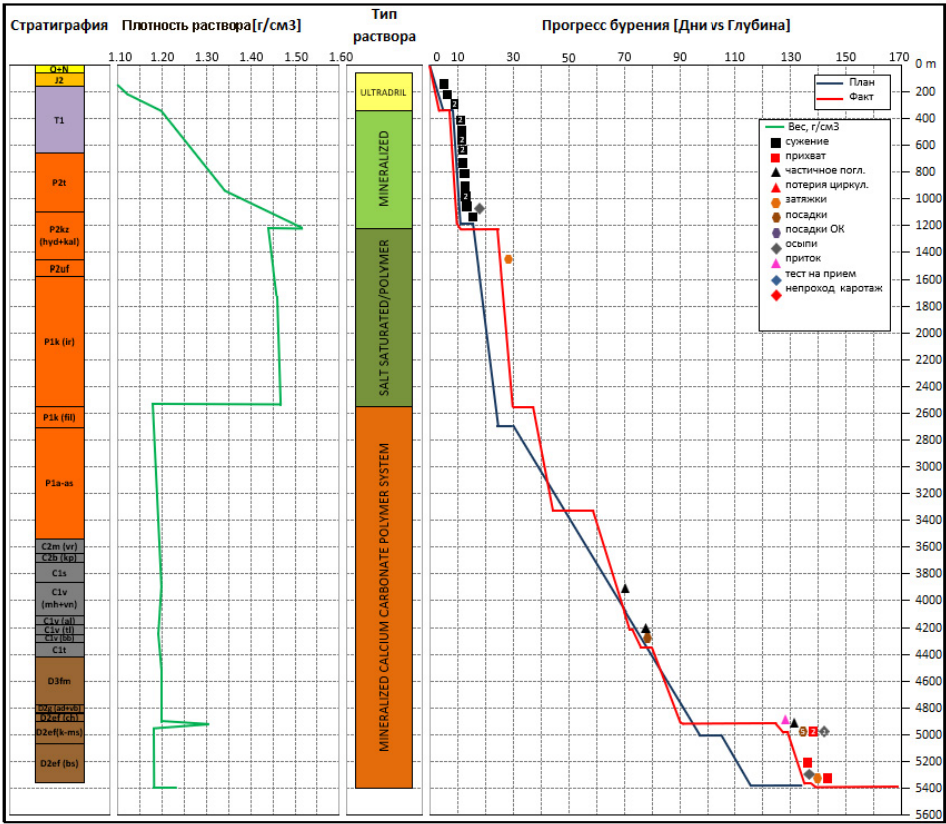


Рисунок 3. Данные по скважине Б
Figure 3. Well B data

либо устойчивые горизонты галита мощностью 4–60 м.

Генетическая модель данной последовательности обусловлена эвапоритовой седиментацией в условиях периодически пересыхающего эпиконтинентального бассейна, подверженного колебаниям солёности и испаряемости. Динамика осадконакопления обуславливала закономерную смену фаз седиментации: отложения карбонатно-сульфатных фаций на начальном этапе циклов с последующей осадочной дифференциацией и кристаллизацией галогенных минералов в терминальной фазе.

Дальнейшее появление осложнений при бурении, включая нарушения циркуляции и пластовые притоки, объясняется высокой растворимостью галогенитов в циркулирующей буровой жидкости, что приводит к формированию полостей и потере устойчивости стенок скважины. Дополнительно, диффузионно-осмотические процессы, возникающие при контакте бурового раствора с минерализованными пластовыми водами, инициируют осмотический градиент, который способствует нарушению гидростатического равновесия в разрезе и может приводить к аномальным флюидным проявлениям.

Скважина-претендент Б

На рис. 3 представлены фактические данные, отражающие ключевые этапы процесса бурения скважины Б. В рамках анализа рассмотрены литологические характеристики разреза, динамика изменений плотности бурового раствора, а также сопоставление плановых и фактических сроков выполнения работ.

Осложнения, связанные с поглощением бурового раствора и проявлением пластовых флюидов, зафиксированы в интервале глубин 3900–4925 м. Первые признаки потерь циркуляции отмечены при бурении на глубине 3976 м, где скорость поглощения бурового раствора варьировалась в диапазоне 0,8–1,1 м³/ч. В целях стабилизации гидродинамических условий в стволе скважины и предотвращения дальнейшего развития поглощений была проведена кольтация проницаемых зон посредством закачки карбоната кальция (CaCO₃). В дальнейшем бурение осуществлялось в соответствии с проектными параметрами с периодической прокачкой CaCO₃ разных гранулометрических фракций для предотвращения потерь раствора в стволе скважины.

На момент спуска обсадной колонны скважина сохраняла устойчивое состояние, а суммарные потери бурового раствора составили 206 м³. Однако в процессе промывки перед цементированием зафиксировано поступление пластового флюида в ствол скважины, что потребовало принятия дополнительных мер по стабилизации условий внутри ствола. В ходе корректирующих мероприятий зарегистрировано повторное поглощение бурового раствора, устранённое последовательной закачкой CaCO₃.

Цементирование проводилось в два этапа. На первом этапе прокачка цементного раствора осуществлялась без признаков поглощения. Однако при вымыве избыточного цементного раствора отмечено полное поглощение без выхода на поверхность, что потребовало проведения обратной промывки для восстановления циркуляции. На втором этапе цементирования были зафиксированы потери цементного раствора в объёме 16 м³. Эти данные указывают на присутствие зон с высокой проницаемостью, требующих дополнительного изучения для полного понимания всей ситуации осложнённого участка.

Разберём, из чего состоят осложнённые горизонты. Визейский ярус (C1v) в интервале глубин 3929–4289 м представлен отложениями мелководной морской карбонатной седиментации, сформировавшимися в условиях эпиконтинентального шельфового бассейна. Нижняя часть стратиграфического разреза включает михайловско-веневские горизонты мощностью 190–220 м, характеризующиеся преобладанием карбонатных пород, сложенных микритовыми известняками, доломитизированными разностями и оолитообразными структурами, указывающими на периодическую волноприбойную переработку осадков. В составе породообразующих минералов доминируют кальцит и доломит с примесью кварца, аргиллосиликатов (иллит, каолинит) и дисперсных сульфидных включений, в т.ч. пирита. Отмечается наличие реликтовых биоструктур, таких как остатки коралловых колоний и водорослевых матов, свидетельствующих о формировании рифогенных фаций в условиях фотической зоны. Залегające выше алексинский и тульский горизонты мощностью 60–90 и 60–75 м соответственно; они представлены глинистыми карбонатами с прослоями аргиллитов, что указывает на постепенное усиление терригенной поставки материала в бассейн осадконакопления, вероятно, вследствие регрессивных фаз развития морского бассейна. В верхней части разреза прослеживается переход в бобриковский горизонт мощностью 20–30 м, представленный аргиллитами, обладающими низкопроницаемыми свойствами, что позволяет рассматривать его в качестве удерживающей породы, способствующей формированию литологически обусловленных экранов для жидкостей.

Воробьевский горизонт (D2g-vr) в интервале глубин 4927–4973 м демонстрирует полифациальную зональность, обусловленную изменением седиментационных условий в ходе его формирования. Нижние горизонты представлены кварцевыми песчаниками и алевролитами с цементирующей карбонатно-глинистой матрицей, что указывает на высокоэнергетичную обстановку седиментации с активной гидродинамикой. Минеральный состав этих пород включает кварц (60–80%), полевые шпаты (альбит, калий-натриевые разновидности), мусковит, биотит и карбонаты (преимущественно кальцит). Средние горизонты характеризуются постепенным

переходом от глинистых сланцев к известняковым разностям, что свидетельствует о замедлении скорости осадконакопления и изменении химического состава водных масс в сторону насыщения карбонатами. Верхние части горизонта состоят преимущественно из аргиллитизированных фаций, достигающих двух третей от общей мощности горизонта, что обуславливает его низкопроницаемые свойства. Химический анализ показывает высокое содержание органического вещества (до 2,2%), что, наряду с высоким содержанием глинистых минералов (сметтит, иллит), указывает на условия обедненной кислородом среды осадконакопления, характерные для лагунных или застойных морских бассейнов.

Афонинский горизонт (D3af) в интервале глубин 4973–4989 м структурно включает черную и клинцовско-мосоловскую свиты, представленные преимущественно глинистыми породами с подчинёнными прослоями известняков и марлей. В пределах черной свиты преобладают тёмноцветные глинистые породы, содержащие тонкодисперсные включения пирита (FeS_2) и органического вещества (до 3,5%),

что свидетельствует о формировании осадков в условиях анаэробного морского бассейна с ограниченной циркуляцией воды. Совокупная мощность данной литостратиграфической единицы варьируется в диапазоне 10–30 м, что свидетельствует о сложных процессах седиментогенеза, связанных с дифференцированной субаквальной морской средой, чередованием периодов активного осадконакопления и застойных условий. Известковые прослои включают остатки фауны – остракод, брахиопод и фораминифер, что указывает на периодическую миграцию морских экосистем в данном регионе. Высокая концентрация глинистых минералов, в т.ч. смектита, каолинита и гидрослюда, говорит о значительной терригенной поставке материала, связанной с эрозией береговых линий и выносом взвешенных частиц с континентальной суши.

Зафиксированные потери бурового раствора и проявления пластовых флюидов обусловлены наличием зон с высокой проницаемостью, что требует применения эффективных технологий колюматации и изоляции зон поглощения.

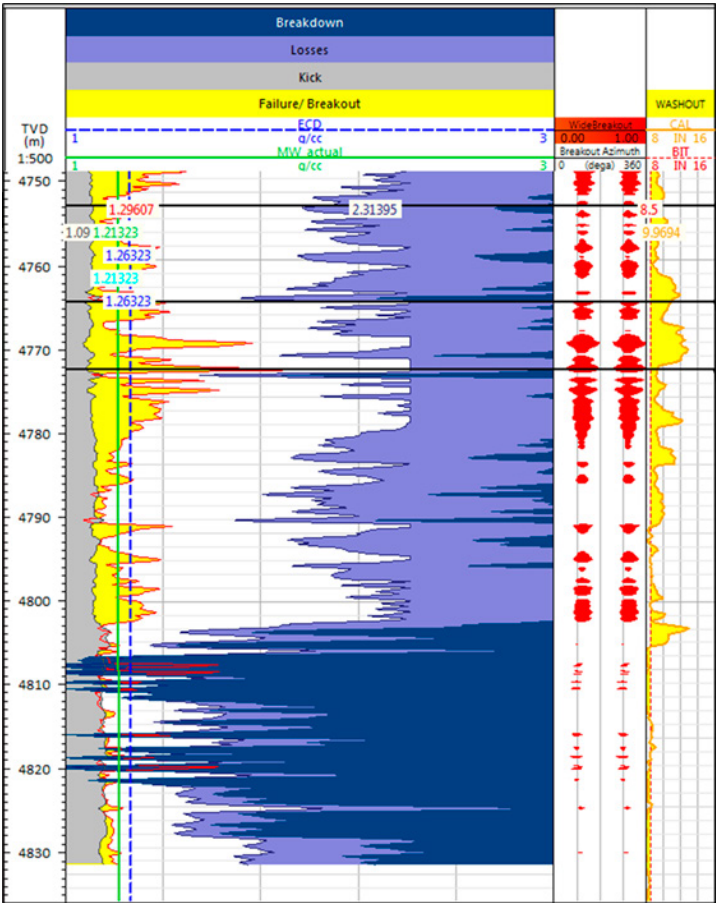


Рисунок 4. Геомеханический анализ по скважине Б
Figure 4. Geomechanical analysis of Well B

Карбонатные породы фаменского, турнейского и визейского ярусов демонстрируют различные степени трещиноватости и доломитизации, что влияет на их фильтрационно-ёмкостные свойства. Для предотвращения аналогичных осложнений на будущих скважинах возникла заинтересованность в проведении детального изучения геомеханических и гидродинамических характеристик разреза, а также лабораторных тестов по оценке эффективности применяемых изоляционных составов.

Рис. 4 представляет выходные данные геомеханического анализа скважины-претендента Б. Данная иллюстрация охватывает зону, представляющую наибольший интерес в контексте рассматриваемой тематики, а также содержит данные, непосредственно относящиеся к предмету настоящего исследования. Исследование представляет собой комплексный анализ напряжённо-деформационного состояния горных пород в разрезе скважины, позволяющий определить границы устойчивости ствола, вероятность возникновения осложнений и оптимальные параметры бурового раствора.

Графическое представление результатов геомеханического исследования включает параметры, характеризующие механическое состояние горных пород в зависимости от истинной вертикальной глубины (TVD, *англ.* True Vertical Depth). В первой колонке приведены значения предельного напряжения разрушения породы (Breakdown), потерь бурового раствора (Losses), проявлений пластового флюида (Kick), зон механической деструкции стенок скважины (Failure/Breakout), эквивалентной циркуляционной плотности (ECD, *англ.* Equivalent Circulating Density) и фактической плотности бурового раствора (MW (*англ.* Mud Weight) Actual). Эти параметры изменяются с глубиной и могут быть представлены в виде кривых или отдельных зон. Breakdown определяет критические интервалы разрушения породы под действием приложенных напряжений, в то время как потери бурового раствора фиксируются в областях, где давление в скважине превышает фактурную прочность породного массива, что приводит к фильтрации раствора в пласт. Интервалы проявлений (Kick) указывают на зоны неконтролируемого притока пластового флюида вследствие превышения пластового давления над гидростатическим давлением бурового раствора. Разрушение стенок скважины (Failure/Breakout) связано с изменением формы ствола под влиянием напряжений в породе, что проявляется в виде кавернообразования и возможных обрушений. При этом ориентировка зон Breakout указывает на направление минимального горизонтального напряжения (σ_h), тогда как направление, перпендикулярное этим зонам, соответствует максимальному горизонтальному напряжению (σ_H) [15]. ECD и MW Actual являются ключевыми параметрами, влияющими на гидродинамическое равновесие в скважине. Во второй колонке представлены данные о ширине зон разрушения

стенок скважины (Wide Breakout). Этот параметр визуализируется в виде расширяющихся областей, характеризующих степень механической деградации породного массива. Увеличенные значения Wide Breakout свидетельствуют о значительных напряжениях и потере устойчивости ствола скважины на отдельных интервалах. Направление максимального (σ_H) и минимального горизонтального напряжения (σ_h) определяет конфигурацию разрушения стенок скважины, где наиболее широкие зоны Breakout формируются в плоскости σ_h .

Третья колонка включает параметры, характеризующие изменения поперечного сечения скважины: кавернообразование (Washout), данные кавернометрии (Cal) и диаметр долота (Bit), выраженные в дюймах. Номинальный диаметр долота (Bit) представлен фиксированной величиной, соответствующей проектному размеру скважины. Данные кавернометрии (Cal) фиксируют фактический диаметр ствола, что позволяет выявить отклонения, обусловленные механическим разрушением породы или неравномерным износом стенок. Зоны кавернообразования (Washout) указывают на интервалы, в которых диаметр скважины превышает номинальный вследствие размыва стенок буровым раствором или механической деструкции породы. В графическом представлении эти данные отображаются в виде отклонений кривой Cal относительно Bit, что позволяет оперативно идентифицировать проблемные зоны и оценить степень устойчивости ствола скважины.

Таким образом, представленные данные позволяют провести комплексный анализ напряжённо-деформационного состояния пород, оценить устойчивость стенок скважины и выявить критические интервалы, требующие корректировки параметров бурового процесса.

Исходя из результатов анализа, представленного на рис. 4, можно отметить, что интервал с 4806 по 4823 м является наиболее уязвимой зоной скважины с точки зрения устойчивости ствола. В данном интервале наблюдаются критически высокие значения предельного напряжения разрушения породы (Breakdown), потерь бурового раствора (Losses), проявлений пластового флюида (Kick) и зон механической деструкции стенок ствола (Failure/Breakout), при этом указанные параметры накладываются друг на друга, что свидетельствует о комплексном характере геомеханических рисков.

Повышенные значения Breakdown указывают на то, что порода в данном интервале достигает своего предела прочности под действием приложенных напряжений, что может приводить к микротрещинообразованию и потере устойчивости ствола. Зафиксированные потери бурового раствора (Losses) указывают на превышение границы фактурного давления, что приводит к проникновению бурового раствора в пласт и потенциальному ухудшению его коллекторских свойств. Одновременное присутствие интервалов проявления пластового флюида

да (Kick) свидетельствует о недостаточном удерживающем давлении столба бурового раствора, что создаёт предпосылки для неконтролируемого притока пластовых флюидов. Дополнительно, наличие развитых зон разрушения стенок скважины (Failure/Breakout) указывает на значительное влияние напряжённого состояния горных пород, что сопровождается кавернообразованием и возможными обрушениями стенок.

Анализ химико-минералогического состава, а также изучение геомеханических свойств осложнённых горизонтов позволяют установить, что зоны поглощения и проявления пластовых флюидов преимущественно локализованы в высокопроницаемых фациях, представленных алевролитами, песчаниками и трещиноватыми карбонатами, подвергшимися вторичной доломитизации. В то же время наличие маломощных, но протяжённых глинистых прослоев и аргиллитизированных фаций формирует барьеры, препятствующие вертикальному движению флюидов. Специфика седиментационных условий определяет пространственное распределение пористо-проницаемых свойств пород, а также их способность к взаимодействию с закачиваемыми тампонажными и изоляционными материалами. Это необходимо учитывать при выборе технологий изоляции зон поглощения и ограничения водопритока, а также при проектировании мероприятий по управлению разработкой месторождений.

Результаты и обсуждение

В Казахстане предложены универсальные тампонажные и селективные композиции [16, 17], ориентированные на ремонт скважин и предотвращение потерь раствора. В России разработаны вязкоупругие составы [18], кислоторастворимые тампонажные материалы [19], а также методы бурения в поглощающих горизонтах с применением афронных систем [20]. Отдельное внимание уделяется технологиям на основе гипсовых суспензий [21], обеспечивающих надёжную герметизацию проблемных зон.

На международном уровне активно патентуются модифицированные буровые системы и добавки для регулирования потерь раствора. К ним относятся гелеобразные композиции [22], полимерные и эластомерные смеси для стабилизации циркуляции [23], капсулированные добавки для водных растворов [24], а также полимерные системы на основе целлюлозы и полисахаридов [25]. Эти разработки демонстрируют стремление к созданию многофункциональных и термостабильных материалов, способных работать в широком диапазоне геолого-технических условий.

Анализ представленных патентов [15–25] демонстрирует, что современные технологии изоляции зон поглощений и ограничения водопритока базируются на различных физических и химических принципах. Использование вязкоупругих гелей, афронных структур, кислоторастворимых композиций и микроинкапсулирован-

ных присадок позволяет выбирать оптимальное решение в зависимости от конкретных условий скважины.

Селективная композиция для изоляции зон поглощений и ограничения водопритока в нефтяных и газовых скважинах может рассматриваться как одно из возможных решений осложнений, зафиксированных в скважинах А и Б. Учитывая сложности, связанные с потерей циркуляции бурового раствора, притоком пластовых флюидов и снижением устойчивости ствола, применение данного состава может способствовать стабилизации бурового процесса. Однако его использование требует тщательного анализа с учётом преимуществ, возможных ограничений и необходимости модификации состава под конкретные геологические условия.

Композиция включает ацетат хрома (III), полиакриламид, спирт и неионогенные поверхностно-активные вещества (далее – ПАВ), что определяет её комплексный характер воздействия. Ацетат хрома (III) выполняет функцию сшивающего агента, формирующего прочную гелеобразную структуру при взаимодействии с водой, что способствует эффективной герметизации зон поглощения. Благодаря своим водоудерживающим свойствам полиакриламид регулирует вязкость и обеспечивает пролонгированное время гелеобразования, что даёт возможность глубокого проникновения состава в пористую среду. Спиртовая составляющая способствует дегидратации порового пространства, что потенциально снижает водоприток, а неионогенные ПАВ улучшают смачиваемость пор и обеспечивают равномерное распределение композиции в трещинах и микропорах.

Применение данной композиции в условиях скважины Б, в частности, в интервале 4806–4823 м, где отмечена высокая геомеханическая нестабильность пород, может способствовать укреплению стенок скважины. Заполнение трещин гелеобразующей системой потенциально ограничит деструктивные процессы, связанные с кавернообразованием и локальными обрушениями. В скважине А, где зафиксированы значительные потери бурового раствора и притоки насыщенного рассола CaCl_2 , использование селективной композиции требует дополнительной оценки устойчивости её структуры в условиях минерализованных пластовых флюидов.

Несмотря на технологические преимущества, необходимо учитывать возможные ограничения. В первую очередь, существует вероятность временного снижения продуктивности пласта на период дегградации герметизирующего геля, что обусловлено его проникновением в пористую среду и снижением её фильтрационных свойств. Однако с течением времени за счёт разрушения полимерной матрицы возможно постепенное восстановление проницаемости продуктивных зон. Для ускорения этого процесса возможно использование термочувствительных добавок или биodeградируемых компонентов,

обеспечивающих контролируемую деструкцию состава в заданный период.

С экологической точки зрения применение данной композиции обладает рядом преимуществ. В отличие от традиционных цементных составов, образующих трудноразлагаемые барьеры, гелеобразная структура селективного материала со временем поддается естественной деградации, что снижает долгосрочное техногенное воздействие на пласт. Кроме того, использование неионогенных ПАВ минимизирует риск загрязнения пластовых вод токсичными компонентами, что особенно актуально в условиях экологически чувствительных районов. Дополнительным преимуществом является возможность модификации состава с применением биоразлагаемых стабилизаторов, что позволит снизить нагрузку на окружающую среду при утилизации бурового раствора и продуктов деградации геля.

Селективная композиция является перспективным инструментом для ликвидации осложнений, обусловленных потерями бурового раствора и нежелательными водопритоками. Её основные преимущества заключаются в способности селективно взаимодействовать с высокопроницаемыми зонами продуктивного пласта, стабилизировать стенки скважины и ограничивать проникновение пластовых флюидов.

Однако для успешного внедрения данной технологии необходимы детальные лабораторные и полевые испытания, направленные на изучение устойчивости композиции в конкретных геолого-технических условиях, оптими-

зацию параметров гелеобразования и контроль за процессами деградации герметизирующего слоя, обеспечивая при этом сохранение продуктивности пласта.

Дальнейшее развитие данного направления может быть связано с совершенствованием рецептур герметизирующих составов, созданием адаптивных систем управления тампонажными материалами, а также внедрением цифровых технологий для мониторинга и прогнозирования их эффективности в реальном времени. Комплексный подход к решению проблемы поглощений позволит существенно повысить эффективность бурения и эксплуатационного обслуживания скважин, обеспечивая устойчивость нефтегазовых объектов в долгосрочной перспективе.

Заключение

В данной работе были рассмотрены механизмы поглощения бурового раствора, методы локализации зон поглощения, технологии применения тампонажных материалов, анализ осложнений при строительстве скважин А и Б, а также проведён обзор современных запатентованных решений. Внедрение инновационных технологий и методов борьбы с поглощением бурового раствора и проявлением пластовых флюидов способствует не только снижению затрат на строительство и ремонт скважин, но и повышению их эксплуатационной надёжности, а также минимизации экологических рисков, связанных с утечками бурового раствора и неконтролируемыми водопритоками.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Райкулов С.Ж. – сбор и анализ данных, составление материала; Марьян С.В. – консультация, редактирование глав и структурирование материала; Ямагулов Т.Х. – курирование и согласование финальной версии проекта.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Sayat Zh. Raikulov collected and analyzed the data and drafted the material; Sergey V. Maryan provided consultations, edited sections, and structured the material; Tolegen Kh. Yamagulov supervised the project and approved the final version.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Luzardo J., Oliveira E.P., Derks P.W.J., et al. Alternative Lost Circulation Material for Depleted Reservoirs // OTC Brasil; October 27–29, 2015; Rio de Janeiro, Brazil. Available from: onepetro.org/OTCBRASIL/proceedings-abstract/15OTCB/15OTCB/D031S029R001/77827.
2. Макаренко П.С. Исследование способов предотвращения катастрофических поглощений бурового раствора на месторождениях Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) : маг. дис. Томск, 2017. Режим доступа: archive.tpu.ru/handle/11683/38915. Дата обращения: 08.02.2025.

3. Николаев Н.И., Хаоя Л. Результаты исследования зоны контакта «цементный камень – горная порода» // Записки Горного института. 2017. Т. 226. С. 428–434. doi: [10.25515/PMI.2017.4.428](https://doi.org/10.25515/PMI.2017.4.428).
4. Velayati A., Kazemzadeh E., Soltanian H., Tokhmechi B. Gas migration through cement slurries analysis: A comparative laboratory study // Int. Journal of Mining & Geo-Engineering. 2015. Vol. 49, № 2. P. 281–288. doi: [10.22059/ijmge.2015.56113](https://doi.org/10.22059/ijmge.2015.56113).
5. Becker T., Morgan R., Chin W., Griffith J. Improved rheology model and hydraulics analysis for tomorrow's wellbore fluid applications // SPE Production and Operations Symposium; March 23–26, 2003; Oklahoma City, USA. Available from: onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-abstract/03POS/03POS/SPE-82415-MS/137357.
6. Николаев Н.И., Иванов А.И. Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях // Записки Горного института. 2009. Т. 183. С. 308–310.
7. Sabins F., Wiggins M.L. Parametric study of gas entry into cemented wellbores // SPE Drill & Compl. 1997. Vol. 12, N 3. P. 108–187. doi: [10.2118/28472-PA](https://doi.org/10.2118/28472-PA).
8. Lootens D., Hébraud P., Lécotier E., Van Damme H. Gelation, Shear-Thinning and Shear-Thickening in Cement Slurries // Oil Gas Sci. Technol. 2004. Vol. 59, N 1. P. 31–40. doi: [10.2516/ogst:2004004](https://doi.org/10.2516/ogst:2004004).
9. Пухаренко Ю.В., Рыжов Д.И., Староверов В.Д. Особенности структурообразования цементных композитов в присутствии углеродных наночастиц фуллероидного типа // Вестник МГСУ. 2017. Т. 12, № 7 (106). С. 718–723. doi: [10.22227/1997-0935.2017.7.718-723](https://doi.org/10.22227/1997-0935.2017.7.718-723).
10. Alkinani H.H., Al-Hameedi A.T., Flori R.E., et al. Updated Classification of Lost Circulation Treatments and Materials with an Integrated Analysis and their Applications // SPE Western Regional Meeting; April 22–26, 2018; Garden Grove, California, USA. Available from: onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/18WRM/18WRM/D031S003R005/215405.
11. Alkinani H.H. A Comprehensive Analysis of Lost Circulation Materials and Treatments with Applications in Basra's Oil Fields, Iraq: Guidelines and Recommendations : dissertation. Missouri : Missouri University of Science and Technology, 2017. Available from: scholarsmine.mst.edu/masters_theses/7873/.
12. Raikulov S., Mohan R.S., Shoham O. Nanoparticles Stabilized Oil Water Emulsion Flow // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition; May 23–25, 2023; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEMEDT/proceedings-abstract/23MEDT/23MEDT/D011S004R002/519767.
13. Габдуллин Р.Х., Липатов А.В. Классификация тампонажных смесей для ликвидации зон поглощений бурового раствора // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2024. №10-1(97). С. 149–153. doi: [10.24412/2500-1000-2024-10-1-149-153](https://doi.org/10.24412/2500-1000-2024-10-1-149-153).
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин. Краснодар: Издательский дом «Юг», 2012. 540 с.
15. Aadnøy B.S., Looyeh R. Petroleum Rock Mechanics: Drilling Operations and Well Design. 1th ed. Houston : Gulf Professional Publishing, 2011. 308 p.
16. Патент РК №35176/ 20.11.20. Бюл. №46. Камалов Х.С., Ямагулов Т.Х. Универсальный тампонажный раствор для ремонта газовых и нефтяных скважин или ликвидации поглощений бурового раствора. Режим доступа: gosreestr.kazpatent.kz. Дата обращения: 12.03.2025.
17. Патент РК №34718/ 02.07.21. Бюл. №26. Камалов Х.С., Ямагулов Т.Х. Селективная композиция для изоляции зон поглощений при бурении и ограничения водопитока в нефтяных и газовых скважинах. Режим доступа: gosreestr.kazpatent.kz. Дата обращения: 12.03.2025.
18. Патент РФ №2380394C2/27.01.10. Бюл. №3. Гасумов Р.А., Шихалиев И.Ю., Пономаренко М.Н., и др. Вязкоупругий состав для изоляционных работ в скважинах. Режим доступа: patents.google.com/patent/RU2380394C2/ru. Дата обращения: 12.03.2025.
19. Патент РФ №2575489C1/ 20.02.16. Бюл. №5. Ильясов С.Е., Окромелидзе Г.В., Гарншина О.В., и др. Кислоторастворимый облепченный тампонажный материал для ликвидации поглощений в продуктивных пластах. Режим доступа: patents.google.com/patent/RU2575489C1/ru. Дата обращения: 12.03.2025.
20. Патент РФ №2563856C2/ 20.09.15. Бюл. №26. Нацепинская А.М., Гребнева Ф.Н., Ильясов С.Е., и др. Способ бурения скважин, осложненных поглощающими горизонтами. Режим доступа: patents.google.com/patent/RU2563856C2/ru. Дата обращения: 12.03.2025.
21. Патент РФ №2391489C2/ 10.06.10. Бюл. №16. Крючков В.И., Маннанов Ф.Н., Стерляев Ю.Р., и др. Способ изоляции зоны поглощения пласта. Режим доступа: patents.google.com/patent/RU2391489C2/ru. Дата обращения: 12.03.2025.
22. Dudler T., Gombotz W.R., Parent J.B., et al, inventors; Omeros Corporation, assignee. Compositions for inhibiting masp-2 dependent complement activation. United States patent US 2019226288. 2012 Nov 8.
23. Shaarpour M., inventor. Method and composition for preventing or treating lost circulation. United States patent US 2006/0178275 A1. 2006 Mar 16.
24. Mohamed Ali M.S., Imam Jafar Khan M.I., Udaiyar Shanmugavel Ezhil A., et al, inventors. Fluid loss control additive. WO2019175648A1. 2019 Sep 19.
25. Gotmukle Sh.Bh., Gupta N.R., Miller J.J., inventors. Modified vegetable oil as fluid loss control additive. WO2023215648A1. 2013 Nov 09.

REFERENCES

1. Luzardo J, Oliveira EP, Derks PWJ, et al. Alternative Lost Circulation Material for Depleted Reservoirs. OTC Brasil; 2015 Oct 27–29; Rio de Janeiro, Brazil. Available from: onepetro.org/OTCBRASIL/proceedings-abstract/15OTCB/15OTCB/D031S029R001/77827.
2. Makarenko PS. Issledovaniye sposobov predotvrashcheniya katastroficheskikh pogloshcheniy burovogo rastvora na mestorozhdeniyakh Vostochnoy Sibiri I Respubliki Sakha (Yakutiya) [dissertation]. Tomsk; 2017. Available from: earchive.tpu.ru/handle/11683/38915. (In Russ).
3. Nikolaev NI, Khaoya L. Results of cement-to-rock contact study. *Journal of Mining Institute*. 2017;226:428–434. doi: [10.25515/PMI.2017.4.428](https://doi.org/10.25515/PMI.2017.4.428). (In Russ).
4. Velayati A, Kazemzadeh E, Soltanian H, Tokhmechi B. Gas migration through cement slurries analysis: A comparative laboratory study. *International Journal of Mining and Geo-Engineering*. 2015;49(2):281–288. doi: [10.22059/ijmge.2015.56113](https://doi.org/10.22059/ijmge.2015.56113).

5. Becker T, Morgan R, Chin W, Griffith J. Improved rheology model and hydraulics analysis for tomorrow's wellbore fluid applications. SPE Production and Operations Symposium; 2003 March 23–26; Oklahoma City, USA. Available from: onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-abstract/03POS/03POS/SPE-82415-MS/137357.
6. Nikolaev NI, Ivanov AI. Higher Efficiency in Drilling of Oil and Gas Wells Under Complicated Conditions. *Journal of Mining Institute*. 2009;183:308–310.
7. Sabins F, Wiggins ML. Parametric study of gas entry into cemented wellbores. SPE Drill & Compl. 1997;12(3):108–187. doi: [10.2118/28472-PA](https://doi.org/10.2118/28472-PA).
8. Lootens D, Hébraud P, Lécrolier E, Van Damme H. Gelation, Shear-Thinning and Shear-Thickening in Cement Slurries. *Oil Gas Sci. Technol.* 2004;59(1):31–40. doi: [10.2516/ogst.2004004](https://doi.org/10.2516/ogst.2004004).
9. Pukharensko YV, Ryzhov DI, Staroverov VD. Peculiar Properties of Structural Formation of Cement Composites in the Presence of Fueleroid Type Carbon Nanoparticles. *Vestnik MGSU*. 2017;12(7):718–723. doi: [10.22227/1997-0935.2017.7.718-723](https://doi.org/10.22227/1997-0935.2017.7.718-723). (In Russ).
10. Alkinani HH, Al-Hameedi AT, Flori RE, et al. Updated Classification of Lost Circulation Treatments and Materials with an Integrated Analysis and Their Applications. SPE Western Regional Meeting; 2018 Apr 22–26; Garden Grove, California, USA. Available from: onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/18WRM/18WRM/D031S003R005/215405.
11. Alkinani HH. A Comprehensive Analysis of Lost Circulation Materials and Treatments with Applications in Basra's Oil Fields, Iraq: Guidelines and Recommendations: dissertation. Missouri: Missouri University of Science and Technology; 2017. Available from: scholarsmine.mst.edu/masters_theses/7873/.
12. Raikulov S., Mohan R.S., Shoham O. Nanoparticles Stabilized Oil Water Emulsion Flow. SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition; 2023 May 23–25; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEMEDT/proceedings-abstract/23MEDT/23MEDT/D011S004R002/519767.
13. Gabdullin RH, Lipatov RV. Classification of creaming mixtures for elimination of zones of drilling muds. *International Journal of Humanities and Natural Sciences*. 2024;10-1(97):149–153. doi: [10.24412/2500-1000-2024-10-1-149-153](https://doi.org/10.24412/2500-1000-2024-10-1-149-153). (In Russ).
14. Bulatov AI, Savenok OV. *Kapital'nyy podzemnyy remont neftyanykh i gazovykh skvazhin*. Krasnodar: Yug Publisher House; 2012. 540 p. (In Russ).
15. Aadnøy BS, Looyeh R. Petroleum Rock Mechanics: Drilling Operations and Well Design. 1th ed. Houston: Gulf Professional Publishing; 2011. 308 p.
16. Patent RoK №35176/ 20.11.20. Byul. №46. Kamalov KS, Yamagulov TK. Universal cementing composition for the remediation of oil and gas wells and mitigation of drilling fluid loss. Available from: gosreestr.kazpatent.kz.
17. Patent RoK №34718/ 02.07.21. Byul. №26. Kamalov KS, Yamagulov TK. Selective composition for the isolation of loss zones during drilling and the control of water inflow in oil and gas wells.. Available from: gosreestr.kazpatent.kz.
18. Patent RUS2380394C2/ 27.01.10. Byul. №3. Gasumov RA, Shikhaliev IJ, Ponomarenko MN, et al. Viscous Elastic Composition for Borehole Operations. Available from: patents.google.com/patent/RU2380394C2/ru. (In Russ).
19. Patent RUS2575489C1/ 20.02.16. Byul. №5. Il'jasov SE, Okromelidze GV, Garshina OV, et al. Acid-Soluble Lightweight Plugging Material to Liquidate Absorption in Productive Formations. Available from: patents.google.com/patent/RU2575489C1/ru. (In Russ).
20. Patent RUS2563856C2/ 20.09.15. Byul. №26. Natsepinskaja AM, Grebneva FN, Il'jasov SE, et al. Method of Drilling of Wells Complicated by Absorbing Horizons. Available from: patents.google.com/patent/RU2563856C2/ru. (In Russ).
21. Patent RUS2391489C2/ 10.06.10. Byul. №16. Kryuchkov VI, Mannanov FN, Sterlyadev YR, et al. Method of Formation Absorption Zone Isolation. Available from: patents.google.com/patent/RU2391489C2/ru. (In Russ).
22. Dudler T, Gombotz WR, Parent JB, et al, inventors; Omeros Corporation, assignee. *Compositions for inhibiting masp-2 dependent complement activation*. United States patent US 2019226288. 2012 Nov 8.
23. Shaarpour M, inventor. *Method and composition for preventing or treating lost circulation*. United States patent US 2006/0178275 A1. 2006 Mar 16.
24. Mohamed Ali MS, Imam Jafar Khan MI, Udaiyar Shanmugavel Ezhil A, et al. inventors. *Fluid loss control additive*. WO2019175648A1. 2019 Sep
25. Gotmukle SB, Gupta NR, Miller JJ, inventors. *Modified vegetable oil as fluid loss control additive*. WO2023215648A1. 2013 Nov 09.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Райкулов Саят Жангалиевич**

ORCID [0000-0001-6736-4958](https://orcid.org/0000-0001-6736-4958)

e-mail: s.raikulov@petro-unit.kz.

Марьян Сергей Васильевич

ORCID [0009-0009-6708-2016](https://orcid.org/0009-0009-6708-2016)

e-mail: smaryan2010@gmail.com.

Ямагулов Толеген Хасанович

ORCID [0009-0009-4215-7608](https://orcid.org/0009-0009-4215-7608)

e-mail: t.yamagulov@petro-unit.kz.

AUTHORS' INFO

***Sayat Zh. Raikulov**

ORCID [0000-0001-6736-4958](https://orcid.org/0000-0001-6736-4958)

e-mail: s.raikulov@petro-unit.kz.

Sergey V. Maryan

ORCID [0009-0009-6708-2016](https://orcid.org/0009-0009-6708-2016)

e-mail: smaryan2010@gmail.com.

Tolegen Kh. Yamagulov

ORCID [0009-0009-4215-7608](https://orcid.org/0009-0009-4215-7608)

e-mail: t.yamagulov@petro-unit.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author