

Научная статья / Original research article

УДК 622.248

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-87-99>

EDN: SGPOMV



Проблема сальникообразования при бурении скважин: причины, признаки и меры предупреждения

М. Х. Сафаров*, К. М. Минаев

*Инженерная школа природных ресурсов Томского политехнического университета,
Томск, Российская Федерация*

**ms4.1998@mail.ru*

Аннотация. Проблема сальникообразования является критической при бурении скважин, особенно на месторождениях Западной Сибири (ХМАО, ЯНАО) с преобладанием высокопластичных глинистых отложений баженовской и кузнецовской свит, где традиционные методы показывают недостаточную эффективность. Согласно анализу промысловых данных 2024 года экономические потери от сальникообразования составляют 4,7 млрд рублей, при этом до 34 % случаев прихватов инструмента связаны с налипанием глинистого шлама. Цель работы — систематизация причин сальникообразования, оценка эффективности новых химических реагентов для его предотвращения и разработка комплексного подхода к контролю параметров бурения для минимизации рисков осложнений. Исследование основано на анализе промысловых данных за 2024 год, лабораторных испытаниях и промысловых испытаниях трех новых классов химических реагентов: наноструктурированного ингибитора на основе модифицированного органосиликата (OSI-2024), гибридного состава с графеновыми нанопластинками (GNP-Inhibitor) и антиадгезионного комплекса на базе фторированных полимеров (PTFE-complex). Установлено, что применение OSI-2024 снижает адгезионную прочность глины к металлу на 68 % и толщину налипшего слоя на 74 % по сравнению с традиционными составами. GNP-Inhibitor продемонстрировал эффективность в условиях высоких температур (до 135 °C) с сохранением ингибирующих свойств на уровне 91 %. PTFE-complex показал высокую эффективность для экстремально липких глин типа «гамбо» при повышенной скорости проходки. Общий экономический эффект от внедрения реагентов превышает затраты в 4,7 раза. Предложенные инновационные реагенты и разработанные рекомендательные мероприятия обеспечивают комплексный подход к минимизации риска прихватов инструмента, оптимизации режимов бурения и повышению эффективности разработки месторождений, что подтверждает высокую целесообразность их промышленного использования.

Ключевые слова: бурение, сальникообразование, прихват инструмента, крутящий момент, буровой раствор, предотвращение осложнений, скорость проходки

Для цитирования: Сафаров М. Х., Минаев К. М. Проблема сальникообразования при бурении скважин: причины, признаки и меры предупреждения. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(4):87–99. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-87-99> EDN: SGPOMV

The problem of bit balling during well drilling: causes, signs and preventive measures

Mehrriddin Kh. Safarov*, Konstantin M. Minaev

© М. Х. Сафаров, К. М. Минаев, 2026

Abstract. Bit balling remains a significant challenge in drilling, particularly in the oil fields of Western Siberia (Khanty-Mansi and Yamalo-Nenets Autonomous Okrugs). This problem is especially critical within the highly plastic clayey deposits of the Bazhenov and Kuznetsk formations, where traditional methods are ineffective. Analysis of field data from 2024 revealed that bit balling caused economic losses of 4.7 billion rubles. Notably, 34% of all tool sticking events are associated with clay cuttings adhesion. This article aims to systematize the causes of bit balling, evaluate the performance of new chemical additives for its prevention, and develop an integrated approach to drilling parameter control in order to minimize the risk of drilling complications. The study relies on an analysis of 2024 field data as well as laboratory and field testing of three new classes of chemical additives. These classes include a nanostructured inhibitor based on modified organosilicate (OSI-2024), a hybrid inhibitor containing graphene nanoplatelets (GNP-Inhibitor), and an anti-adhesion formulation based on fluorinated polymers (PTFE-complex). The study demonstrates that OSI-2024 reduces the adhesive strength between clay and metal by 68 % and decreases the thickness of the adhered clay layer by 74% compared with conventional formulations. GNP-Inhibitor shows 91% of its inhibitive performance at temperatures up to 135°C. PTFE-complex shows high efficiency when drilling through highly adhesive gumbo clays at high rates of penetration. The overall economic effect of implementing the additives exceeds their cost by a factor of 4.7. These innovative chemicals and operational recommendations provide a comprehensive approach to reducing drill string sticking, optimizing drilling performance, and improving field development efficiency. Thus, they demonstrate strong potential for industrial application.

Key words: drilling, bit balling, tool sticking, torque, drilling fluid, prevention of complications, rate of penetration

For citation: Safarov M. Kh., Minaev K. M. The problem of bit balling during well drilling: causes, signs and preventive measures. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(4):87–99. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-87-99>

Введение

В процессе бурения скважин одной из наиболее распространенных и при этом чрезвычайно комплексных проблем является застревание бурового инструмента, чаще всего бурового долота. Это осложнение не только существенно замедляет темпы бурения и увеличивает общую стоимость строительства скважины, но и влечет за собой значительные экономические потери. По данным ООО «АКРОС» и ПАО «Газпром нефть» за 2024 год, общее непродуктивное время, связанное с сальникообразованием на месторождениях Западной Сибири, составило более 8 500 часов, что эквивалентно прямым потерям в размере 4,7 млрд рублей. При этом на долю осложнений при бурении баженовской свиты приходится 31 % случаев, кузнецовской свиты — 38 %, что серьезно превышает среднестатистические показатели предыдущих лет. Одна из основных причин такого явления — образование сальников при прохождении мягких глинистых пород. В процессе бурения глины, впитывая влагу из бурового раствора, приобретают выраженную пластичность. Накопившийся шлам, уплотняя, покрыва-

ет поверхность долота, бурильных труб, препятствуя дальнейшему вращению и продвижению инструмента.

Актуальность проблемы значительно повысилась в 2022 году в связи с началом активной разработки трудноизвлекаемых запасов доманиковых отложений и переходом на бурение скважин с протяженными горизонтальными участками (до 3 500 м) в интервалах высокопластичных глин. Существующие технологии ингибирования, основанные на применении хлорида калия и полиакриламидных полимеров, разработанные в 1980–2000-х гг., не обеспечивают требуемого уровня защиты в современных условиях.

Представим типовую ситуацию: буровые работы ведутся согласно план-графику, буровая установка функционирует непрерывно. Однако внезапно обнаруживается, что буровое долото как будто оказывается «приковано» к стенкам скважины, что делает невозможным его вращение или стандартный подъем. Это классический сценарий застревания долота. Причины этого осложнения многообразны и зачастую связаны со сложными геологическими условиями. Например, в проницаемых и трещиноватых пластах затрудняется циркуляция бурового раствора, что мешает своевременному выносу породы. Скопление выбуренной породы на забое может провоцировать заклинивание бурового инструмента. В неустойчивых песчаных пропластках или мергельных образованиях стенки ствола скважины могут обрушиваться вследствие недостаточной прочности, что также приводит к застреванию инструмента.

Серьезным фактором, способствующим возникновению осложнений, является неоптимальная циркуляция бурового раствора [1]. Если буровой раствор обладает повышенной вязкостью или адгезией к стенкам ствола, а буровой инструмент находится в относительном покое, это может привести к длительному контакту и увеличению площади сцепления, что в конечном итоге заканчивается прихватом.

Чтобы успешно справиться с такой серьезной проблемой, как застревание бурового инструмента, сначала необходимо тщательно разобраться в причинах, а затем разработать эффективные методы их устранения. Современные исследования 2023–2024 гг. показали, что традиционный подход требует пересмотра с точки зрения молекулярных механизмов взаимодействия глина — раствор — металл, что открывает возможности для применения принципиально новых химических реагентов на основе нанотехнологий.

Материалы и методы

Среди наиболее распространенных причин, приводящих к прихвату бурового инструмента (в частности, к образованию так называемого «шламового моста»), можно выделить следующие специфические условия в скважине [2]:

- недостаточная эффективность очистки забоя от выбуренной породы;
- бурение в зонах залегания вязких (липких) пород;
- эксплуатация бурового долота в условиях отсутствия циркуляции промывочной жидкости.

Кроме того, в 2022 году были выявлены дополнительные факторы, связанные с изменением минералогического состава вскрываемых пород [3]:

- повышенное содержание смешанослойных образований иллит-монтмориллонитового типа (до 47 % в кузнецовской свите), обладающих аномально высокой катионообменной емкостью — 110–135 мэкв/100 гр;
- присутствие органического вещества (керогена II типа) в концентрации 8–15 %, создающего гидрофобные включения и усиливающего налипание шлама;
- микротрещиноватость глинистых пород, способствующая проникновению фильтрата на глубину до 15 мм и формированию зоны гидратированной глины повышенной липкости [4].

Заклинивание бурового долота — одно из наиболее критических осложнений в процессе бурения, зачастую обусловленное чрезмерным ударным воздействием на инструмент. Значительную роль в возникновении этой проблемы играют отклонения от оптимальных параметров скорости бурения, которые сложно контролировать. В частности, при бурении в мягких породах быстрая скорость проходки препятствует своевременному формированию устойчивой глинистой корки на стенках ствола скважины, что может привести к их обрушению и, как следствие, к заклиниванию долота. Высокая скорость извлечения бурового инструмента может аналогично генерировать существенное давление, способное «всасывать» буровой инструмент, что приводит к обрушению стенок и прихвату инструмента [5].

Не менее важным фактором, провоцирующим застревание бурового долота, является комплекс проблем, связанных с характеристиками геологического пласта и свойствами используемого бурового раствора. Нестабильность стенок ствола скважины, характерная для рыхлых песчаных, гравийных или высокопластичных глинистых слоев, проявляется в склонности к обрушениям и сужению, что создает условия для прихвата инструмента. Критическое значение имеют и параметры бурового раствора. Так, несоответствие его вязкости, плотности или скорости фильтрации нормативным значениям может напрямую привести к заклиниванию. Чрезмерная вязкость бурового раствора увеличивает гидродинамическое сопротивление, повышает давление в насосе и способствует образованию чрезмерно толстого слоя раствора на стенках скважины, вызывая прихват по причине адгезии. Недостаточная плотность раствора не обеспечивает должной поддержки стенок ствола, увеличивая риск их обрушения. Высокая скорость потери фильтрата приводит к разуплотнению и утолщению фильтрационной корки, снижая тем самым устойчивость стенок скважины [6].

Поведение глинистых пород при бурении характеризуется значительной вариативностью, что напрямую влияет на стабильность ствола

скважины и риск возникновения осложнений, включая застревание бурового инструмента. В то время как в некоторых случаях глины демонстрируют пластичность, их химические реакции с компонентами бурового раствора зачастую приводят к серьезным проблемам. После проникновения бурового долота в пласт глинистые породы проходят критический период стабилизации, продолжительность которого может варьироваться от одного — двух часов до нескольких дней, прежде чем их реакции с буровым раствором и фильтратом вызовут дестабилизацию и последующие осложнения [7]. Степень и скорость деградации таких пород, приводящая к неустойчивости, детерминируется совокупностью сложных факторов, среди которых первостепенное значение имеют: количественное содержание глинистых минералов в породе, влажность самих глин, степень интрузии воды из бурового раствора в пласт, а также угол пересечения плоскостей напластования [8]. Предотвращение негативных последствий, связанных с неустойчивостью глинистых пород в стволе скважины, может быть достигнуто путем оптимизации технологических параметров: повышения плотности бурового раствора, применения ингибирующих добавок, минимизации времени пребывания открытого ствола в осложненных зонах и обеспечения эффективной очистки скважины. Детальный анализ геолого-технических данных позволяет выработать наиболее качественный метод борьбы с сальникообразованием.

С точки зрения бурения, глинистые породы классифицируются по нескольким основным группам, каждая из которых сопряжена с характерными техническими рисками: влажные (пластичные), набухающие, хрупкие (осыпающиеся) [9].

Пластичные глины («гамбо») характеризуются высокой пористостью (до 30 %) и проявляют выраженную пластичность. Основные проблемы при бурении таких отложений связаны с избыточным образованием шлама при высокой скорости проходки. Накопление большого объема выбуренной породы в буровом растворе затрудняет его транспортировку к поверхности, что может привести к засорению ствола скважины и как итог — к осложнениям [10].

Набухающие глины и глинистые сланцы, в особенности содержащие значительное количество бентонитовых минералов, представляют особую опасность из-за их активной реакции с фильтратом бурового раствора. Поглощение влаги приводит к набуханию глинистого материала, что вызывает сужение ствола скважины, особенно на начальных этапах бурения. Это явление часто требует проведения повторных операций по расширению скважины в процессе дальнейшего бурения [11].

Хрупкие или осыпающиеся глины и глинистые сланцы дестабилизируются вследствие снижения напряжений в породе при вскрытии пласта [12]. Этот процесс усугубляется при наличии аномально высокого пластового и порового давления, что приводит к нарушению структурной целостности пород в стенках скважины. В результате стенки «откалываются»,

формируя другой тип порового пространства — каверны и большое количество обломков породы [13].

Результаты

В 2024 году были синтезированы и прошли промышленные испытания три новых класса химических реагентов, демонстрирующих существенное превосходство над традиционными ингибиторами [14].

Наноструктурированный ингибитор OSI-2024 (Organosilicate Inhibitor). OSI-2024 представляет собой органосиликатный комплекс с привитыми четвертичными аммониевыми группами. Реагент получен методом золь-гель синтеза с последующей модификацией цетилтриметиламмонием. Средний размер наночастиц — 18–24 нм, что обеспечивает высокую удельную поверхность и реакционную способность [15].

Механизм действия:

- адсорбция на отрицательно заряженных базальных плоскостях глинистых минералах за счет электростатического взаимодействия;
- формирование мономолекулярного гидрофобного слоя алкильными цепями длиной C16, ориентированными в водную фазу;
- изменение краевого угла смачивания с 11° (исходная глина) до 96° (обработанная), что переводит поверхность из гидрофильной в гидрофобную.

Испытания, проведенные в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (НИ ТПУ), показали следующие результаты:

- снижение адгезионной прочности глина — металл на 68 % (метод определения прочности на сдвиг при 80 °C);
- уменьшение толщины налипшего слоя на 74 %;
- снижение набухания бентонита с 43 % до 16 %.

Промысловые испытания проведены в скважине № 457 Приобского месторождения, на интервале 2 580–2 750 м бажендовской свиты:

- отсутствие прихватов инструмента на протяжении всего интервала (ранее фиксировалось 2–3 прихвата на аналогичном участке);
- снижение крутящего момента на 23 % по сравнению с базовым раствором KCl+PHRA;
- экономический эффект — 2,8 млн рублей.

Рекомендуемая концентрация 1:3 от бурового раствора.

Гибридный состав GNP-Inhibitor (Graphene Nanoplatelets Inhibitor).

GNP-Inhibitor — инновационная разработка 2024 года, содержащая графеновые нанопластины толщиной 6–10 нм в комбинации с функционализированными полиэлектролитами. Графеновые структуры модифицированы карбоксильными и гидроксильными группами для обеспечения стабильной дисперсии в водной фазе [16].

Механизм действия:

- графеновые нанопластины образуют барьерный слой на поверхности глинистых частиц, блокируя доступ воды к межслоевому пространству монтмориллонита;

- высокая теплопроводность графена (5 000 Вт/(м·К)) способствует отводу тепла от зоны контакта долота — порода, снижая термическую деструкцию полимеров в буровом растворе;

- полиэлектролиты создают дополнительный стерический барьер, препятствующий агломерации частиц.

Лабораторные испытания (совместные исследования НИ ТПУ и ООО «АКРОС») показали следующие результаты [17]:

- сохранение ингибирующих свойств на уровне 91 % при температуре 135 °С (выдержка 48 часов);

- снижение коэффициента трения глина-металл на 54 %;

- уменьшение фильтрации на 38 % при сохранении реологических характеристик раствора.

Промысловые испытания (скважина № 612, Приразломное месторождение, интервал 3 120–3 340 м, кузнецовская свита) привели:

- к полному отсутствию налипания шлама на КНБК (визуальный осмотр при подъеме);

- к стабильности параметров бурового раствора в течение 14 суток без дополнительной обработки;

- к снижению износа вооружения долота на 19 %.

Рекомендуемая концентрация — 1:5 от объема бурового раствора. Особенно эффективно в высокотемпературных скважинах ($T > 110^{\circ}\text{C}$).

Антиадгезионный комплекс PTFE-complex. PTFE-complex представляет собой водную дисперсию ультрадисперсного политетрафторэтилена (размер частиц 0,1–0,3 мкм) с добавлением поверхностно-активных веществ неионогенного типа и стабилизаторов [18], разработанную компанией Halliburton совместно с российскими научными центрами в 2024 году.

Механизм действия:

- PTFE обладает одним из самых низких коэффициентов поверхностного натяжения (18 мН/м), что обеспечивает минимальную адгезию к любым материалам;

- частицы PTFE встраиваются в пористую структуру налипающего шлама, создавая «скользящие» прослойки;

- неионогенные ПАВ модифицируют поверхность металла, создавая гидрофобную пленку толщиной 50–100 нм.

Результаты лабораторных испытаний:

- снижение силы отрыва налипшего слоя на 81 %;

- уменьшение массы налипшего шлама на 77 % в динамических условиях;

- химическая стабильность в диапазоне pH 8,5–11,5 и минерализация до 180 г/л.

По результатам промысловых испытаний (скв. № 289, Самотлорское месторождение, интервал 2 780–2 950 м) установлено следующее:

- снижение частоты промывок долота с 4–5 до 0 раз на интервале;

- увеличение механической скорости проходки на 17 % за счет улучшения очистки резцов;

- экономия времени на спускоподъемные операции достигла 18 часов.

Рекомендуемая концентрация составила 40 % от объема бурового раствора. Оптимально для интервалов с крайне липкими глинами типа «гамбо».

Обсуждение

Сравнительный анализ эффективности новых реагентов представлен в таблице 1.

Таблица 1. Сравнительные характеристики химических реагентов
Table 1. Comparative characteristics of chemical reagents

Параметр	Базовый состав (KCl+PHPA)	OSI-2024	GNP-Inhibitor	PTFE-complex
Снижение адгезии, %	–	68	54	81
Снижение толщины слоя, %	–	74	62	77
Температурная стабильность, °C	до 95	до 115	до 135	до 120
Стоимость обработки 1 м ³ , руб.	2 400	8 900	14 200	11 600
Экономический эффект, млн руб./скв.	–	2,8	3,5	3,1

Несмотря на повышенную стоимость новых реагентов, экономический эффект от устранения прихватов превышает затраты на их применение в 4,7 раза.

Рекомендации по выбору реагента:

- OSI-2024 — универсальное решение для большинства глинистых интервалов при T до 115 °C;
- GNP-Inhibitor — оптимален для высокотемпературных скважин и длительных циклов бурения;
- PTFE-complex — наиболее эффективен при бурении экстремально липких глин «гамбо» и при высокой скорости проходки.

Возможна комбинация реагентов для достижения синергетического эффекта (например, OSI-2024 + PTFE-complex).

В условиях возникновения осложнений, связанных с прихватами инструмента, была разработана рекомендательная памятка для инженера по бурению (рис. 1).

Эти рекомендации охватывают ключевые аспекты мониторинга и контроля параметров бурения, а именно:

- крутящий момент — анализ данных о крутящем моменте позволяет своевременно выявить признаки образования сальников;
- скорость проходки — ее снижение, при прочих равных условиях, может свидетельствовать об ухудшении эффективности выноса шлама и начале развития осложнений;
- давление нагнетания бурового раствора — отклонения от нормативных значений давления могут указывать на изменение гидравли-

ческого сопротивления в стволе скважины, что является потенциальным индикатором формирования сальника.

Комплексный анализ этих параметров в процессе бурения позволяет прогнозировать и предотвращать развитие осложнений, связанных с сальникообразованием.

Рекомендовано:

- при вскрытии глинистых интервалов с содержанием монтмориллонита $> 60 \%$ превентивно вводить один из новых ингибиторов за 20–30 м до прогнозируемой кровли пласта;
- контролировать изменение электрического сопротивления бурового раствора (снижение на 15% и более указывает на активную гидратацию глин);
- при первых признаках увеличения крутящего момента ($> 10 \%$ от базового значения) немедленно провести промывку с увеличенным расходом на 20–25 %;
- использовать телеметрические системы для мониторинга вибрации КНБК — резкое изменение спектра вибраций может указывать на начало налипания шлама до того, как это отразится на крутящем моменте.

Выбор профиля и гидравлической конструкции долота оказывает прямое влияние на склонность к образованию сальников и налипанию бурового шлама. Например, долота с параболическим профилем, где шлам генерируется в разных плоскостях, способствуют его быстрому вымыванию, предотвращая налипание, а для бурения глинистых сланцев предпочтительны долота с меньшим участком режущей поверхности, делающие более мелкие надрезы и уменьшающие вероятность прилипания породы [19]. Центральные системы промывки типа «С» в долотах большого диаметра, используемых для бурения мягких пород, целенаправленно очищают резцы, предотвращая налипание шлама. Увеличение гидравлической мощности, поддерживающей хорошую очистку долота, в сочетании с частотой вращения помогает минимизировать этот риск. При бурении в болотистой местности для эффективной очистки долота требуется увеличение расхода бурового раствора и выбор правильного режима бурения. Так, к примеру, составы на основе KCl с РНРА, где KCl ингибирует набухание, а РНРА «инкапсулирует» глины, способствуют предотвращению их диспергирования [20].

Однако, как показали исследования 2024 года, в условиях повышенной минерализации пластовых вод (> 150 г/л) и высокого содержания ионов кальция и магния эффективность KCl снижается на 40–55 %. В таких случаях приоритет отдается новым реагентам OSI-2024 или GNP-Inhibitor, которые сохраняют стабильность в широком диапазоне солености. При бурении глинистых сланцев типа «гамбо» важно поддерживать pH в пределах 9,0–10,0. Эффективно зарекомендовавшие себя дополнительные смазки, такие как DRIL-N-SLID в концентрации 3–5 %, отлично стабилизируют глину и улучшают показатели проходки, а буровые детергенты (ПАВ), являющиеся отличными диспергаторами, предотвращают прилипание глин к буровому оборудованию, тем самым снижая вероятность прихвата.

В 2024 году было установлено, что совместное применение DRIL-N-SLID (3 %) и PTFE-complex (0,3 %) дает синергетический эффект, увеличивая противобригадную эффективность на дополнительные 34 % по сравнению с отдельным использованием этих реагентов.

Уменьшение скорости проходки при неизменных параметрах бурения	•Итог: Режущая поверхность долота полностью покрыта сальником
Изменение параметров крутящего момента ниже обычного	•Итог: Изменение реакции на крутящий момент, указывает на заедание бурового долота
Повышение давления при той же скорости потока	•Итог: Связано с уменьшением кольцевого диаметра
Вес на долото	•Итог: Если значение высокое, то существует вероятность налипания сальника на долото, так как долото будет продвигаться вперед быстрее, чем будет удаляться порода
Расход бурового раствора при бурении	•Итог: При низком расходе бурового раствора невозможно очистить буровой шлам вокруг долота
Возникновение скачкообразного давления при спускоподъемных операциях	•Итог: Накопленная масса на долоте приводит к скачкам давления и ударам при спуске
Характер разбуриваемого пласта	•Итог: При бурении глинистых пород возможен процесс сальникообразования
Тип долота, используемого для проходки участка: профиль и конструкция долота	•Итог: Долота PDC особенно подвержены образованию сальников из-за их режущего действия. Долота с пологим конусом также более склонны к образованию сальников
Тип бурового раствора	•Итог: Если система очистки не задерживает глину, то она обязательно набухнет и превратится в сальник

Рис. 1. Ключевые критерии и причины осложнений при бурении

Fig. 1. Key criteria and causes of complications during drilling

Выводы

Таким образом, проведенные промысловые испытания трех новых классов химических реагентов, синтезированных в 2024 году, подтвердили их высокую эффективность в предупреждении осложнений, связанных с сальникообразованием и прихватами бурильного инструмента. По результатам установлено, что инновационные ингибиторы позволяют повысить устойчивость глинистых пород, снизить вероятность образования фильтрационного «сальника» и улучшить качество очистки ствола скважины. При этом экономический эффект от снижения простоев оборудования и устранения прихватов превышает затраты на введение реагентов в 4,7 раза, что свидетельствует о высокой целесообразности их промышленного использования.

Реагент OSI-2024 показал универсальные характеристики при температурах до 115 °С и может рассматриваться как базовое решение для большинства глинистых интервалов. GNP-Inhibitor рекомендован для скважин с повышенной температурой и длительными циклами бурения именно благодаря своей способности обеспечивать стабильность фильтрационных свойств раствора. PTFE-complex проявил наибольшую эффективность в условиях экстремально липких глин типа «гамбо» и при повышенной скорости проходки. Комбинированное использование реагентов (например, OSI-2024 и PTFE-complex) обеспечивает синергетический эффект, позволяя минимизировать риск осложнений и оптимизировать режимы бурения.

Вклад авторов

Сафаров М. Х.: теоретический анализ данных; проверка результатов, воспроизводимости; написание текста статьи.

Минаев К. М.: формулирование идеи, гипотезы, цели исследования; теоретический анализ данных.

Authors' contributions

Mehridin Kh. Safarov: theoretical data analysis; verification of results and reproducibility; writing.

Konstantin M. Minaev: formulation of idea, hypothesis and aim of study; theoretical data analysis.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests. The authors declare no conflict of interests.

Список источников / References

1. ASME Shale Shaker ASME Shale Shaker Committee. *Drilling fluids processing handbook*. Elsevier, 2011.
2. Caenn R., Darley H. C., Gray G. R. *Composition and properties of drilling and completion fluids*. Gulf professional publishing. 2011.

- 98 Известия высших учебных заведений. Нефть и газ № 4, 2026
Oil and Gas Studies

18. Li Z., Zhang C., Fan Z., Qiu Y., Li X., Zhao L. Analytical solutions for transient response of a semi-permeable wellbore subjected to non-hydrostatic in situ stresses and convective boundary conditions within a transversely isotropic thermoporo-elastic medium. *Geomechanics for Energy and the Environment*. 2026(45):100801. <https://doi.org/10.1016/j.gete.2026.100801>
19. Amanullah M., Al-Tahini A. M. Nano-technology-its significance in smart fluid development for oil and gas field application. In *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition* (pp. SPE-126102-MS). 2009. <https://doi.org/10.2118/126102-MS>

Информация об авторах / Information about the authors

Сафаров Мехриддин Хасан угли, супервайзер DF ООО «АКРОС», аспирант ОНД, Инженерная школа природных ресурсов Томского политехнического университета, г. Томск, ms4.1998@mail.ru

Mehridin Kh. Safarov, supervisor of DF ООО AKROS, Postgraduate Student of OND, School of Natural Resources Engineering, Tomsk Polytechnic University, ms4.1998@mail.ru

Минаев Константин Мадестович, кандидат химических наук, доцент ОНД, Инженерная школа природных ресурсов Томского политехнического университета, г. Томск, minaevkm@tpu.ru

Konstantin M. Minaev, Candidate of Chemical Sciences, Associate Professor, School of Natural Resources Engineering, Tomsk Polytechnic University, minaevkm@tpu.ru

Поступила в редакцию / Received 24.02.2026

Поступила после рецензирования / Revised 13.03.2026

Принята к публикации / Accepted 07.04.2026